

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

Інститут Електроенергетики
(інститут)

Електротехнічний факультет
(факультет)

Кафедра систем електропостачання
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Куктенка Ігора Олександровича
(ПІБ)

академічної групи 141-16ск-1
(шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва спеціальності)

спеціалізації¹ Електротехнічні системи електроспоживання

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему: «Розробка електричної частини підстанції коксохімічного заводу»
(назва за наказом ректора)

| Керівники | Прізвище, ініціали | Оцінка за шкалою | | Підпис |
|------------------------|-----------------------|------------------|---------------|--------|
| | | рейтинговою | інституційною | |
| кваліфікаційної роботи | | | | |
| розділів: | | | | |
| Спеціальний | Папаїка Ю.А. | | | |
| Економічний | Тимошенко Л.В. | | | |
| Охорона праці | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| Рецензент | | | | |
| | | | | |
| Нормоконтролер | | | | |
| | Олішевський Г.С. | | | |

Дніпро
2019

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри
систем електропостачання
(повна назва)

_____ Випанасенко С.І.
(підпис) (прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 20 ____ року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеня бакалавра
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

Студенту Куктенку І.О. академічної групи 141-16ск-1
(прізвище та ініціали) (шифр)
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

спеціалізації¹ Електротехнічні системи електроспоживання
за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка
(офіційна назва)

на тему «Розробка електричної частини підстанції коксохімічного заводу»

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від _____ № _____

| Розділ | Зміст | Термін виконання |
|----------------------|---|-------------------|
| <i>Спеціальний</i> | ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ ПРОЕКТУВАННЯ | 13.05.19-19.05.19 |
| | ОБГРУНТУВАННЯ ЗАХОДІВ З РЕКОНСТРУКЦІЇ РОЗПОДІЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ПІДСТАНЦІЇ | 20.05.19-09.06.19 |
| <i>Економічний</i> | ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ПРОЕКТУ ЗАСТОСУВАННЯ ЗАПРОПОНОВАНИХ ЗАХОДІВ НА ВИРОБНИЦТВІ | 10.06.19-13.06.19 |
| <i>Охорони праці</i> | ЗАХОДИ З ОХОРОНИ ПРАЦІ | 14.06.19-16.06.19 |

Завдання видано

(підпис керівника)

Папайка Ю.А.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі

Дата подання до екзаменаційної комісії

Прийнято до виконання

(підпис студента)

Куктенко І.О.

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснительная записка: 88 с., 12 рис., 10 табл., 1 прилож., 16 источников.

Объект разработки: система электроснабжения ПАО «Евраз Баглейкокс».

Цель дипломного проекта: реконструкция системы электроснабжения, внедрение современной системы учета электроэнергии в условиях ПАО «Евраз Баглейкокс».

Во введении рассмотрены категории надежности электроприемников промышленных предприятий, дана характеристика источников питания, потребителей и приемников электроэнергии в СЭС.

В технологическом разделе дана краткая история развития ПАО «Евраз Баглейкокс», характеристика цеха углеподготовки и его основных приемников электроэнергии.

Приведены характеристики систем энергоснабжения, а также цель и задачи проектирования.

В специальном разделе сформулированы требования к СЭС предприятия, рассчитаны электрический нагрузки, произведен выбор коммутационного оборудования и распределительных устройств с вакуумными и элегазовыми выключателями, проанализированы существующие структуры АСКУЭ, выбраны счетчики учета и измерительные трансформаторы.

В разделе "Экономика" рассчитана экономическая эффективность мероприятий по внедрению нового электрооборудования в СЭС.

В разделе "Охрана труда и безопасность в чрезвычайных ситуациях" приведены инженерно-технические мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации оборудования, выполнен расчет заземления ОРУ.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА, ВАКУУМНЫЕ И ЭЛЕГАЗОВЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ, СИСТЕМЫ КОММЕРЧЕСКОГО И ТЕХНИЧЕСКОГО УЧЕТА.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|--|
| ВВЕДЕНИЕ..... | |
| 1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ..... | |
| 1.1 Краткая история развития ПАО «Евраз Баглейкокс»..... | |
| 1.2 Описание технологии цеха углеподготовки ПАО «Евраз Баглейкокс».... | |
| 1.3 Технологическая схема производства | |
| 1.4 Энергоснабжение на ПАО «Евраз Баглейкокс»..... | |
| 2. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ..... | |
| 2.1 Расчет электрических нагрузок ГПП «Евраз Баглейкокс»..... | |
| 2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов | |
| 2.3 Определение расчетных токов | |
| 2.4 Расчет токов короткого замыкания и теплового импульса КЗ | |
| 2.5 Выбор выключателей высокого напряжения..... | |
| 2.6 Обоснование эффективности применения элегазовых выключателей LTV в схеме ГПП «Евраз Баглейкокс»..... | |
| 2.7 Обоснование применения комплектного распределительного устройства КУ-10 Ц в схеме ГПП «Евраз Баглейкокс»..... | |
| 2.8 Выбор трансформаторов тока и напряжения | |
| 2.9 Обоснование применения АСКУЭ на предприятии | |
| 2.10 Коммерческие и технические АСКУЭ | |
| 2.11 Основные цели и задачи, определяемые при установке АСКУЭ..... | |
| 2.12 Выбор АСКУЭ для условий системы электроснабжения «Евраз Баглейкокс»..... | |
| 2.13 Выбор счетчиков учета электрической энергии..... | |
| 3. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ..... | |
| 3.1 Расчет капитальных затрат для внедрения микропроцессорного устройства для защиты асинхронных двигателей | |
| 3.2 Расчёт эксплуатационных расходов..... | |
| 3.3 Годовая экономия от внедрения объекта проектирования..... | |
| 3.4 Экономическая эффективность проекта..... | |

| | |
|---|--|
| 4. ОХРАНА ТРУДА | |
| 4.1 Классификация чрезвычайных ситуаций | |
| 4.2 Техника безопасности при монтаже и эксплуатации электротехнического оборудования | |
| 4.3 Противопожарная профилактика..... | |
| 4.4 Расчет заземления ОРУ | |
| 4.5 Действия персонала при чрезвычайных ситуациях | |

| | |
|-------------|--|
| ВЫВОДЫ..... | |
|-------------|--|

| | |
|----------------------|--|
| ПЕРЕЧЕНЬ ССЫЛОК..... | |
|----------------------|--|

| | |
|-----------------|--|
| ПРИЛОЖЕНИЕ..... | |
|-----------------|--|

ВВЕДЕНИЕ

В общем комплексе проблем развития электроэнергетики Украины важное место занимают вопросы повышения надёжности и экономичности систем электроснабжения (СЭС) в различных режимах в условиях их эксплуатации. Они относятся к сложным производственным объектам кибернетического типа, все элементы которых участвуют в одном производственном процессе, основными специфическими особенностями которого являются быстротечность явлений, неизбежность повреждений аварийного характера [1]. Последние, как правило, приводят к коротким замыканиям. Они являются наиболее опасными возмущениями, под воздействием которых система электроснабжения переходит в послеаварийный режим [2].

Протекание как аварийных, так и послеаварийных режимов в СЭС связано с переходными процессами и существенными изменениями показателей качества электрической энергии у потребителей. Кроме того, происходят изменения параметров элементов СЭС. Поддержание значений этих параметров в узловых точках СЭС в допустимых пределах является основной задачей сохранения устойчивости СЭС.

Около 70 % всей вырабатываемой электроэнергии потребляется на промышленных предприятиях. К приемникам электроэнергии промышленных предприятий относят приемники трехфазного тока напряжением до и выше 1000 В, частоты 50 Гц, а также приемники однофазного тока напряжением до 1000 В (50 Гц).

Для всех приемников электроэнергии существуют требования ПУЭ к надежности питания, режиму работы, месту расположения, условиям окружающей среды, а соответственно и к исполнению; требования к пожарной безопасности, технике безопасности эксплуатации электроустановок.

На данном предприятии приемники электроэнергии разделяются на группы по сходству режимов работы (графику нагрузок):

- Приемники, работающие в режиме с продолжительно неизменной или малоизменяющейся нагрузкой. Такими электроприемниками на предприятии

являются электродвигатели компрессоров, насосов, вентиляторов, а также печи сопротивления.

- Приемники, работающие в режиме кратковременной нагрузки. Это электродвигатели электроприводов вспомогательных механизмов металлорежущих станков, гидравлических затворов и т.п.

- Приемники, работающие в режиме повторно-кратковременной нагрузки – электродвигатели кран-балок, тельферов, сварочные аппараты и сварочные машины. На режим работы приемников влияют технологические особенности отрасли промышленности.

В отношении обеспечения надежности и бесперебойности питания приемники электроэнергии в соответствии с ПУЭ разделяют на три категории.

К первой категории на предприятии относятся: компрессорные станции, котельная.

Электроприемниками второй категории являются практически все цеха предприятия.

Многообразие подразделений предприятия, наличие условий повышенной температуры, легковоспламеняющихся жидкостей, содержание кислот, вредных паров повышают требования к технике безопасности, пожарной безопасности, предотвращающие воздействие на персонал опасных факторов и обеспечение защиты дорогостоящего оборудования.

Электрические машины и аппараты, применяемые в электроустановках, должны обеспечивать как необходимую степень защиты их изоляции от вредного действия окружающей среды, так и необходимую безопасность в отношении опасности взрыва или пожара, вследствие какой либо неисправности.

Все эти факторы учитываются в требованиях к исполнению, расположению электрооборудования. Наличие на территории предприятия специального оборудования предъявляет особые требования по технике безопасности, т. е. предотвращение доступа к электроустановкам лиц, не имеющих необходимую квалификационную группу.

Согласно этому РУ высокого напряжения, высоковольтные двигатели компрессорной станции, а также КТП должны быть ограждены.

Наличие на предприятии ответственных электроустановок повышает требования к выбору типа КРУ – это, прежде всего высокая надежность шкафов и коммутационных модулей, а также возможность быстрой замены поврежденных элементов.

Наличие на территории предприятия как отдельно стоящих, так и пристроенных подстанций ставит вопрос о защите подстанций от прямых ударов молнии, и соответственно принятии мер по грозозащите.

В связи с этим поставлены следующие задачи:

- расчет электрических нагрузок предприятия;
- выбор коммутационного оборудования;
- выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- анализ типовых систем контроля и учета электроэнергии и выбор системы для условий системы электроснабжения ПАО «Евраз Баглейкокс».

1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Краткая история развития ПАО «Евраз Баглейкокс»

Баглейский коксохимический завод изначально был предназначен для увеличения выпуска кокса для страны, стремительно шагающей по пути индустриализации и реконструкции всего народного хозяйства, и получения коксового газа, как сырья для азотно-тукового производства. Но было бы несправедливым говорить об истории завода, не вспомнив об истории его строительства. А она была длительной и тяжелой, порой драматической.

И вот к середине 1952 г. было закончено строительство основных объектов первой очереди завода, а 4 августа 1952 г. - получен первый кокс на первой коксовой батарее. Именно этот день и стал днем рождения предприятия.

Первый пусковой комплекс включал в себя следующие объекты: четыре коксовые батареи системы ПВР-46 и ПВР-51, а также углеподготовительный цех, цех улавливания химических продуктов коксования, ТЭЦ, вспомогательные службы завода.

В 1954 г. в эксплуатацию был введен цех ректификации сырого бензола.

В связи с увеличением потребностей в коксе для доменных печей главным образом Днепродзержинского и Криворожского металлургических заводов, а также в коксовом газе для Днепродзержинского Азотнотукового завода было принято решение построить на Баглейском коксохимическом заводе еще четыре коксовые батареи системы ПВР-51 с соответствующим расширением цехов углеподготовительного, улавливания химических продуктов коксования, ректификации и ТЭЦ.

В 1956 г. на заводе была создана опорная лаборатория УХИНа по подготовке углей к коксованию. Проведенные работы по подбора шихт, совершенствованию технологии го подготовки и коксования позволила сохранить качество доменного кокса в пределах ранее достигнутых показателей -несмотря на то, что возросла зольность углей и повысилась доля газовых углей в перерабатываемой шихте.

Строительство второй очереди завода было начато в 1954 г. В 1958 г. сооружение одного из крупнейших коксохимических предприятий Украины было полностью завершено. Дальнейшее расширение завода осуществлялось за счет

строительства опытно-промышленной установки по производству дициклопентадиена (1967 г.) и цеха роданистых солей (1971 г.).

С выдачи первой тонны кокса Баглейский коксохимический завод работал устойчиво, наращивая производство кокса, служил полигоном для испытания и внедрения многих передовых инноваций, которые рождались в отрасли и на других предприятиях.

Завод был базовым предприятием для созданного при ГИПРОКОКСе КБАиМ. Были разработаны и внедрены локальные и комплексные системы автоматизации в цехах: коксовом, улавливания, ректификации; выполнена автоматизация стрелочных переводов, тепловой защиты котлов ТЭЦ, диспетчеризация коксохимического производства.

Впервые в стране на заводе вначале было механизировано управление затворами коксовых рампы, а затем полностью автоматизировано управление всеми механизмами коксосортировки.

В цехе ректификации были проведены большие работы по совершенствованию технологического процесса, оптимизации режима работы ректификационных колонн, по внедрению непрерывного процесса очистки и ректификации бензольных продуктов, по освоению процесса получения дициклопентадиена на опытно-промышленной установке.

На Баглейском КХЗ впервые был разработан и внедрен процесс получения бензола «для синтеза» с высокоэффективным удалением тиофена путем повторной серноокислотной очистки бензола «для нитрации».

Деятельность предприятия всегда была направлена на повышение эффективности производства и качества продукции. С 1974 по 1983 г. Баглейский КХЗ осуществлял поставку кокса повышенного качества на доменную печь № 9 завода «Криворожсталь». С этой целью коллективом завода совместно с работниками УХИНа и ГИПРОКОКСа были разработаны необходимые мероприятия, а затем осуществлена реконструкция дробилок в углеподготовительном цехе, грохотов в коксовом цехе. Совместно с УХИНом и Коксохимстанцией определен технологический режим производства кокса повышенной готовности (увеличение температуры по оси коксового пирога). Были

своевременно приняты меры по увеличению прочности и снижению истираемости кокса.

За достигнутые успехи Баглейскому коксохимическому заводу было присвоено почетное звание «Предприятие высокого качества продукции».

26 декабря 1975 года баглейцы выдали миллиардную тонну украинского кокса, завоевав это почетное право своими высокими производственными достижениями. На заводе был достигнут самый высокий в отрасли уровень производительности труда. В числе шести других предприятий страны наш завод был признан опытно-показательным по уровню механизации и автоматизации трудоемких процессов и совершенствования производства.

В течение 24 лет предприятие работало с превышением проектной мощности, за эти годы дополнительно было произведено 6,5 млн. т валового кокса 6 %-ной влажности. К началу 80- годов основные фонды завода выработали нормативные ресурсы, требовалась их реконструкция.

Завод пошел по пути внедрения нового перспективного метода коксования, основанного на принципах непрерывности технологического процесса и использования сырья с повышенным содержанием слабо-спекающихся углей. По проекту ГИПРОКОКСа, выполненному в соответствии с технологическим заданием УХИНа, в 1982 г. на заводе было начато строительство опытно-промышленной установки по производству формованного металлургического кокса (ОПУ ФМК), с вводом которой предусматривался вывод наиболее изношенной коксовой батареи № 8.

Однако строительство установки затягивалось, уходило время на разработку и изготовление опытно-промышленных образцов оборудования. В дальнейшем из-за отсутствия финансирования строительство установки было законсервировано, а в последствии прекращено, а строительство особо важных для завода объектов - биохимической установки, котла БКЗ-75 на ТЭЦ, главной понизительной подстанции ГПП 150/6 КВ - было выделено из пускового комплекса ОПУ ФМК.

1987 год - введена в эксплуатацию биохимическая установка очистки сточных вод, 1992 г. - главная понизительная подстанция ГПП 150/6 КВ, 1996 г. - котел № 9 ТЭЦ.

Началом реконструкции завода послужил капитальный ремонт коксовой батареи № 8, выполненный в 1985 г.

1986 и 1987 годы ознаменованы техническим перевооружением коксовых батарей №№ 5 и 6 по проекту ГИПРОКОКСа.

В 1990 г. Баглейский коксохимический завод принял на баланс от ДПО «Азот» требующий реконструкции цех моноэтано-ламиновой сероочистки коксового газа (МЭАО).

В период с 1992 по 1998 гг., с целью сохранения прошедших техническое перевооружение коксовых батарей и создания безопасных условий труда на них при снижении поставок угольных концентратов, был выведен из эксплуатации печной фонд первого блока, отработавший 46 лет, а в 2007 г. - коксовая батарея № 8.

В настоящий момент в состав предприятия входят углеподготовительный цех, коксовый цех в составе коксовых батарей №№ 5, 6, 7; цех улавливания химических продуктов коксования (с улавливанием и очисткой коксового газа от смолы, аммиака, бензола и с отделением ректификации сырого бензола); цех моноэтаноламиновой очистки коксового газа от сероводорода; ТЭЦ; цех водообеспечения; центральная, экологическая и санитарная лаборатории; группа вспомогательных и обслуживающих цехов и хозяйств.

В конце 2007 г. предприятие вошло в состав одной из крупнейших в мире вертикально-интегрированных металлургических и горнодобывающих компаний ЕВРАЗ.

Новый менеджмент принес соответствующий стиль в управлении - такой стиль, которого требуют рыночные отношения. Предприятие постоянно работает над вопросами улучшения использования производственных мощностей, ведет планомерную работу по поддержанию производства, совершенствует технологические процессы, технически переоснащается, внедряя инвестиционные проекты, безотходные технологии. Все эти мероприятия повышают технический

уровень производства, позволяющий ему выпускать конкурентноспособную продукцию: кокс доменный и химические продукты коксования.

В этом году ожидается новый этап ресертификации СМК.

На предприятии в 2006 г. внедрена система менеджмента качества в соответствии с ISO 9001:2000, в 2009 г. успешно проведена ресертификация СМК на соответствие требованиям новой версии ISO 9001:2008, подтвердившая, что все процессы на предприятии осуществляются в управляемых условиях и направлены на главную цель - постоянное повышение качества выпускаемой продукции.

Такой масштабный труд осуществляете руками производственных, технологических энергетических, ремонтных служб, рукам всех работающих на предприятии людей.

Имея в своём составе три коксовые батареи проектной мощностью 1472 тыс. т. кокс валового 6 %-ной влажности в год, ПАО «ЕВРАЗ БАГЛЕЙКОКС» и в настоящее время продолжает оставаться одним из крупных коксохимических предприятий Украины.

1.2 Описание технологии цеха углеподготовки ПАО «Евраз Баглейкокс»

Цех углеподготовки относится к основным цехам и служит для подготовки угля для коксования.

Конечным результатом подготовки угля до коксования является угольная шихта, которая направляется на угольные башни.

Исходным сырьем цеха является обогащенный уголь, который поступает из обогатительных фабрик Донбасса и угольных бассейнов востока.

Качественные показатели мытого угля обогатительных фабрик за средним показателем должны отвечать требованиям нарядов заказов на снабжение угля.

Готовой продукцией цеха углеподготовки является шихта для производства кокса и шихта, которая отгружается на сторону. Качественные показатели шихты устанавливаются ежеквартально приказом по заводу в соответствии с нарядами заказов на снабжение угля.

Уклонение от общего процентного состава шихты для каждой шихтогруппы допускается в границах $\pm 2\%$ от общего веса шихты на один метр ленты транспортера. Весь уголь, который поступил на завод, разгружается на 2-х вагоноопрокидывателях, а затем откачивается на угольный состав или силоса, строго отдельно по шихтогруппам.

Технологическая схема цеха.

1. Углеприем и состав угля.
2. Гараж размораживания.
3. Отделение предыдущего дробления.
4. Дозировочное отделение.
5. Отделение конечного дробления.
6. Открытый угольный состав емкостью 2000000 т. предназначенный для хранения запасов. Под усреднением угля понимается процесс выравнивания его качеств внутри шихтогруппы. Основным мероприятием усреднения угля на открытом составе является мостовой углеперегрузчик, с помощью которого уголь грейфером забирается из первичного отсека и заключается в основной штабель тонкими горизонтальными слоями, а при подъеме из состава уголь забирается вертикально поперек слоя. Основной штабель формируется, просыпая уголь тонким слоем в направлении перегружателя.
7. При россыпи угля открытия грейфера начинается в тот момент, когда он подойдет к месту начала штабеля с таким расчетом, чтобы при определенной скорости движения тележки грейфера, угля хватило на всю длину штабеля.
8. Закладка штабелей должна вестись таким образом, чтобы уголь распределялся по всей ширине штабеля ровным слоем.

1.3 Технологическая схема производства

Технологические схемы объектов углеподготовки характеризуются наличием непрерывных потоков угля, осуществляемых рядом механизмов и транспортеров, которые работают последовательно.

До текущего передвижения грузов выдвигаются особенные требования к управлению электродвигателями отмеченных механизмов, которые содержатся в обеспечении непрерывной работы и предупреждения завалов углем нетрудящихся механизмов.

С целью обеспечения надежной работы в части транспортировки и подготовки угля для коксования батарей №5-8 было предусмотрено и осуществлено блокировку с централизованным управлением электродвигателей механизмов и транспортеров.

Блокировка предусматривает запуск и остановку электродвигателей из определенной заданной последовательности и охраняет механизмы и транспортеры от завалов углем.

Централизованное управление обеспечивает запуск электродвигателей механизмов с одного места - диспетчерского пункта.

Централизованное управление позволяет значительно сократить время пуска технологических механизмов и значительно уменьшить количество обслуживающего персонала.

Производственный процесс цеха углеподготовки разделяется на два основных участка с законченным технологическим циклом, в которых механизмы работают по принципу непрерывного потока.

Первый участок охватывает группу механизмов текущей транспортной системы, которые принимают участие в подаче угля от вагоноопрокидывателя на состав угля или у силоса дозировочного отделения.

Второй участок охватывает группу механизмов, которые принимают участие в подаче угля от низа дозировочного отделения через отделение окончательного измельчения на гору угольных башен.

Блокировки электродвигателя первого участка составляют цепочку №1, электродвигателя второго участка - цепочка №2.

Разработанные схемы блокировки, сигнализации и центрального управления удовлетворяют следующим основным требованиям:

1. Соблюдение последовательности пуска механизмов в направлении, обратном технологическому потоку.
2. Возможность разгрузки технологического тракта при его остановке.

3. Возможность осуществления двух режимов работы:
 - а) режим центрального управления из диспетчерского пункта;
 - б) режим ремонта (местное неблокированное управление).

Причем, диспетчер имеет возможность установить соответствующий режим работы для отдельного электродвигателя или группы электродвигателей, связанных между собой технологической зависимостью.

4. Наличие предупредительной сигнализации при централизованном пуске механизмов во всех помещениях с выдачей диспетчеру разрешения пуска из помещений, где есть постоянный обслуживающий персонал.
5. Наличие аварийной сигнализации у диспетчера.
6. Возможность остановки первого по технологическому потоку двигателя при заполнении емкостей.
7. Возможность остановки всего тракта при:
 - а) аварийное выключение механизма на месте;
 - б) при угрожающем скоплении материала в желобах (забивка желоба) транспортера;
 - в) при других аварийных выключениях отдельных механизмов.
8. Наличие сигнализации у диспетчера:
 - а) предупредительная сигнализация;
 - б) аварийная сигнализация внезапной остановки двигателей;
 - в) сигнализация заполнения емкостей;
 - г) сигнализация положения транспортеров и разгрузочных тележек;
 - д) сигнализация угля;
 - е) сигнализация наличия материала на ленте;
 - ж) сигнализация угрожающего скопления угля в желобе;
 - з) сигнализация механизмов набранных к пуску участков;
 - и) сигнализация зависания шихты в силосах.
9. Схема предусматривает дистанционное управление транспортерами угольных башен.

Схема также предусматривает сигнализацию об аварийной остановке электродвигателей вентиляторов для обдува электродвигателей молотковых дробилок. Запуск электродвигателей блокируется цепочкой, построенной на принципе залпового пуска механизмов.

1.4 Энергоснабжение на ПАО «Евраз Баглейкокс»

Источником теплоснабжения ПАО «ЕВРАЗ Баглейкокс» является собственная ТЭЦ. Установленная паропроизводительность котлов - 325 т/ч (5 котлов ТП-35 и 3 котла БКЗ-50-39Ф с параметрами пара: $P = 3,8$ МПа; $t = 440$ °С). ТЭЦ эксплуатируется с 1952 г. На ТЭЦ установлены три турбогенератора АР 6-5 с противодавлением, обеспечивающие технологические процессы предприятия паром необходимых параметров. Мощность каждого турбогенератора составляет 6 МВт. Вырабатываемая электроэнергия позволяла покрыть потребности завода на 60-80 %; остальное получали от системы «Днепроэнерго» по двум ЛЭП через подстанцию 35/6 кВ, в дальнейшем ввели в эксплуатацию две ЛЭП 156 кВ и подстанцию ГПП 150/6 кВ. Надежность работы ТЭЦ до ее реконструкции обеспечивали следующие факторы:

- система тепловой защиты котлов;
- установка дополнительных питательных насосов;
- внедрение рациональной схемы подготовки питательной воды;
- четкая организация капитальных ремонтов котлов и их эксплуатации.

Внедрение перечисленных мероприятий осуществляли высококвалифицированные специалисты.

В качестве топлива ТЭЦ использовался промпродукт углеобогачительных фабрик. В дальнейшем, в связи с сокращением потребления коксового газа Днепродзержинским азотно-туковым заводом (ОАО «ДнепрАзот») и наличием избытка коксового газа ТЭЦ была переведена на очищенный коксовый газ. В результате физического и морального износа котельного оборудования в 80^{-х} годах прошлого века произошло снижение производительности ТЭЦ до 200 т/ч пара.

Таким образом, в зимнее время года не обеспечивались потребности завода и внешних потребителей.

После изменения конъюнктуры рынка и форм собственности в горно-металлургическом комплексе Украины в 90^х годы произошло значительное снижение производства кокса и, как следствие, снизилось количество вырабатываемого коксового газа - безальтернативного топлива ТЭЦ. В сложившихся условиях особенно остро встал вопрос энергосбережения и экономии энергоресурсов.

Было принято решение осуществить поэтапное техническое перевооружение ТЭЦ. На первом этапе предусмотрели строительство котла № 9 (БКЗ-75) с выводом в дальнейшем из эксплуатации котлов ТП-35. Котел был смонтирован и введен в эксплуатацию в 1996 г. В результате:

- стабилизировано пароснабжение завода;
- получена дополнительная выработка электроэнергии;
- снижены выбросы оксидов углерода и азота в дымовых газах (благодаря внедрению круглофакельных горелок).

В 2003 г. был реконструирован котел № 1 (ТП-35) с внедрением АСУТП по проекту АО НТП «Укрпромэнерго». С целью экономии электроэнергии предусмотрена установка частотных преобразователей (ПЧ) на электроприводах тягодутьевых механизмов. Автоматическое регулирование заданного соотношения «топливо-воздух» обеспечивает полноту сгорания топлива; до минимума сократились выбросы вредных веществ в окружающую среду.

В 2004 г. произведена реконструкция турбогенератора № 2 с заменой противодавленческой паровой турбины АР 6-5 на турбину ПР 6-3,4-1,0-0,1 с производственным и теплофикационным отборами. Это позволило весь пар на производство подавать через турбогенераторы, причем выработка электроэнергии увеличилась на 25 %. Электромеханическая система возбуждения генератора была заменена на электронную с автоматическим регулированием реактивной нагрузки, что также дало значительную экономию энергии.

В 2004 г. было принято решение о реконструкции котла № 9 с внедрением АСУТП, с установкой частотных преобразователей на тягодутьевом устройстве и с пиковой нагрузкой по пару 90 т/ч. В 2005 г. АО НТП «Укрпромэнерго» был

выполнен проект реконструкции котла № 9 (БКЗ-75-39). В следующем году начата реконструкция котла и в 2009 г. реконструированный котел был введен в эксплуатацию. Реконструкция котла позволила повысить его КПД и надежность работы ТЭЦ в целом.

В 2006 г. по инициативе начальника ТЭЦ Марченко С.Н. была разработана и внедрена на предприятии ведущим инженером по комплексной автоматизации и телемеханике ТЭЦ Головковым Н.Н. система диспетчеризации схемы электроснабжения завода с выводом на монитор в режиме реального времени:

- действующей в данный момент однолинейной схемы электроснабжения завода;
- действующих однолинейных схем п/ст ГПП, ЦРП-О, ЦРП-1 и ЦРП-2 ТЭЦ с отображением положения масляных и вакуумных выключателей всех ячеек;
- регистрации времени изменения конфигурации схемы (включения и выключения масляных и вакуумных выключателей) под протокол;
- регистрации аварийных режимов с периодом ± 30 мин с составлением графиков $U, I = f(t)$;
- графиков потребления электроэнергии заводом без субабонентов;
- графиков потребления электроэнергии с учетом субабонентов;
- показаний суммарной выработки электроэнергии ТЭЦ;
- передачи электроэнергии в систему избирательно по вводам.

Кроме того, ведется учёт существующей системы контроля и регулирования реактивной мощности. Информации сохраняется в архиве системы в течение одного месяца.

На предприятии выполняется значительная работа по установке частотных преобразователей (ЧП) на электродвигателях приводов различных механизмов, в т.ч.:

- насосов, снабжающих производство технической водой;
- градирни оборотного цикла цеха МЭАО;
- системы пылеулавливания коксового цеха;
- насоса декарбонизированной воды ХВО ТЭЦ.

Завершается монтаж ЧП на дымососе котла № 6 (БКЗ-50) на ТЭЦ. Планируются работы по установке -ЧП на других объектах предприятия, где срок окупаемости не будет превышать 1-2 года.

В последние годы возникла проблема с качеством питательной воды для паровых котлов из-за плохого технического состояния участка химводоочистки (ХВО) ТЭЦ.

Построенное в 1952 г. здание установки в настоящее время находится в аварийном состоянии; действующее оборудование ХВО сильно изношено и требует замены. Конструктивные особенности здания ХВО и размещения оборудования не позволяют провести на данный момент капитальный ремонт или замену основных узлов. В 2010 г. Украинско-Российским ООО «Гидро-ТехИнжиниринг» был разработан проект реконструкции ХВП ТЭЦ. В настоящее время решаются вопросы финансирования и выбора подрядчика для реализации проекта.

Таким образом, за последнее десятилетие на предприятии была проделана значительная работа по техническому переоборудованию энергообеспечения производства.

Для повышения эффективности и надёжности работы энергоснабжения предприятия в будущем прорабатываются вопросы:

- замены турбогенератора № 3 на ТГ с конденсационной турбиной (мощностью 4,0-6,0 МВт) с целью выработки дополнительной электроэнергии при наличии избытка коксового газа;
- реконструкции котла № 2 (ТП-35) с увеличением производительности до 60 т/ч с внедрением АСУ ТП и с установкой частотных преобразователей на тягодутьевом устройстве.

2. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Расчет электрических нагрузок ГПП «Евраз Баглейкокс»

Для оценки возможности проведения реконструкции системы электроснабжения ГПП «Евраз Баглейкокс» (замене блока «короткозамыкатель - отделитель» на элегазовые выключатели серии LTB на стороне 150 кВ) произведем расчет электрических нагрузок и проверим, удовлетворяет ли мощность установленных на ПС силовых трансформаторов определенным условиям. Для этого, сначала произведем расчет электрических нагрузок (таблица 2.1) по следующим формулам (методом коэффициента спроса) [10]:

- определяется расчетная нагрузка электроприемников:

$$P_{расч} = \sum P_{уст} \cdot \kappa_c \text{ кВт} \quad (2.1)$$

где $\sum P_{уст}$ - суммарная установленная мощность приемников, кВт (резервные установки не учитываются); κ_c - коэффициент спроса [10].

$$Q_{расч} = P_{расч} \cdot \operatorname{tg} \varphi \text{ квар} \quad (2.2)$$

$\cos \varphi_{ср.г}$ - средневзвешенное значение коэффициента мощности группы приемников [10].

$$P_{расч}^{РП} = \sum P_{расч} \cdot \kappa_{ом}^{РП} \text{ кВт} \quad (2.3)$$

$$Q_{расч}^{РП} = \sum Q_{расч} \cdot \kappa_{ом}^{РП} \text{ квар} \quad (2.4)$$

где $\kappa_{ом}^{РП}$ - коэффициент одновременности участия в максимуме нагрузки системы на шинах РП;

$\sum P_{расч}^{РП}$, $\sum Q_{расч}^{РП}$ - суммарные активные, реактивные мощности на шинах РП;

$$\cos \varphi_{РП} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{расч.i} \cdot \cos \varphi_i}{\sum_{i=1}^n P_{расч.i}}. \quad (2.5)$$

Расчет электрических нагрузок для других присоединений выполним в виде таблицы 2.1.

Табл. 2.1. Расчет электрических нагрузок.

| Наименование электроприемника, групп электроприемников | Установленная мощность, кВт | | Коэффициенты | | | Получасовой расчетный максимум нагрузки, кВт | |
|---|--------------------------------|----------------------|--------------|------------|---------------|---|------------------|
| | общая $P_{н.у}$ | рабочая $P_{р.у}$ | $K_{ом}$ | $K_c(K_3)$ | $\cos\varphi$ | $P_{р.м}$, кВт | $Q_{р.м}$, квар |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1. ЦРП-0, 1 секция | | | | | | | |
| - ПС №31 | 1120 | 1120 | - | 0,6 | 0,7 | 672,0 | 685,6 |
| - Нов дв №1 400 кВт | 400 | 400 | - | 0,65 | 0,7 | 260,0 | 265,3 |
| - ПС №32А | 700 | 700 | - | 0,65 | 0,7 | 455,0 | 464,2 |
| - ПС №10 | 1120 | 1120 | - | 0,65 | 0,7 | 728,0 | 742,7 |
| - ПС №16 | 1120 | 1120 | - | 0,65 | 0,7 | 728,0 | 742,7 |
| - ПС №20 | 700 | 700 | - | 0,65 | 0,7 | 455,0 | 464,2 |
| - ПС №14 | 630 | 630 | - | 0,7 | 0,7 | 441,0 | 449,9 |
| - ПС №17 | 800 | 800 | - | 0,65 | 0,8 | 520,0 | 390,0 |
| - ПС №26 | 800 | 800 | - | 0,65 | 0,8 | 520,0 | 390,0 |
| - ПС №13 | 800 | 800 | - | 0,65 | 0,8 | 520,0 | 390,0 |
| - ПС №5 | 800 | 800 | - | 0,65 | 0,8 | 520,0 | 390,0 |
| - ТП372 1000 кВА | 800 | 800 | - | 0,65 | 0,8 | 520,0 | 390,0 |
| Σ по 1 | 9790 | 9790 | - | - | - | 6339,0 | 5764,5 |
| Σ по 1 с учетом $K_{ом}$ | 9790 | 9790 | 0,85 | - | - | 5388,15 | 4899,9 |
| 2. ЦРП-0, 2 секция | | | | | | | |
| - ТП 359 | 700 | 700 | - | 0,7 | 0,7 | 490,0 | 499,9 |
| - Нов дв №2 400 кВт | 400 | 630 | - | 0,7 | 0,7 | 280,0 | 285,7 |
| - ПС №32А | 800 | 800 | - | 0,65 | 0,8 | 520,0 | 390,0 |
| - ПС №16 | 1280 | 1280 | - | 0,65 | 0,8 | 832,0 | 624,0 |
| - ПС №17 | 800 | 800 | - | 0,65 | 0,8 | 520,0 | 390,0 |
| - ПС №14 | 800 | 800 | - | 0,65 | 0,8 | 520,0 | 390,0 |
| - ПС №13 | 630 | 630 | - | 0,7 | 0,7 | 441,0 | 449,9 |
| - ПС №4 | 700 | 700 | - | 0,6 | 0,7 | 420,0 | 428,5 |
| - ПС №31 | 1280 | 1280 | - | 0,65 | 0,8 | 832,0 | 624,0 |
| Ст. Баглей | | | | | | 4000,0 | 4300,0 |
| Σ по 2 | 7390 | 7390 | - | | | 8855,0 | 8382,0 |
| Σ по 2 с учетом $K_{ом}$ | 7390 | 7390 | 0,86 | | | 7615,3 | 7208,5 |
| 3. ЦРП-1, 1 секция | | | | | | | |
| - ВУ-1 | 1750 | 1750 | - | 0,65 | 0,7 | 1137,5 | 1160,5 |
| - Тр-р №1 1000 кВА | 1120 | 1120 | - | 0,7 | 0,7 | 784,0 | 799,8 |
| - Тр-р №2 1000 кВА | 700 | 700 | - | 0,7 | 0,7 | 490,0 | 499,9 |
| - ПС №12 тр-р №1 1000 кВА | 700 | 700 | - | 0,7 | 0,7 | 490,0 | 499,9 |
| - ПС №12 тр-р №2 1000 кВА | 600 | 600 | - | 0,7 | 0,6 | 600,0 | 800,0 |
| - ПС №4 | 600 | 600 | - | 0,7 | 0,6 | 600,0 | 800,0 |
| - ПС №32А | 600 | 600 | - | 0,7 | 0,6 | 600,0 | 800,0 |
| - ПС №31 | 600 | 600 | - | 0,7 | 0,6 | 600,0 | 800,0 |
| нов. дв. №2 | 250 | 250 | - | 0,7 | 0,6 | 250,0 | 333,3 |
| БСК №1 | | | | | | | 1250,0 |
| Σ по 3 | 5470 | 5470 | - | - | - | 5551,5 | 5243,5 |
| Σ по 3 с учетом $K_{ом}$ | 5470 | 5470 | 0,8 | - | - | 4441,2 | 4194,8 |
| 4. ЦРП-1, 2 секция | | | | | | | |
| - ВУ-2 | 1750 | 1750 | - | 0,65 | 0,7 | 1137,5 | 1160,5 |
| - Тр-р №3 1000 кВА | 1120 | 1120 | - | 0,7 | 0,7 | 784,0 | 799,8 |
| - ПС №3 | 700 | 700 | - | 0,7 | 0,7 | 490,0 | 499,9 |
| - бар насос | 400 | 400 | - | 0,7 | 0,7 | 280,0 | 285,7 |
| - мал дроб №3 | 250 | 250 | - | 0,7 | 0,6 | 250,0 | 333,3 |
| - ПС №4 | 600 | 600 | - | 0,7 | 0,6 | 600,0 | 800,0 |
| - ПС №12 | 600 | 600 | - | 0,7 | 0,6 | 600,0 | 800,0 |
| - ПС №31 | 600 | 600 | - | 0,7 | 0,6 | 600,0 | 800,0 |
| - ВУ-3 | 1500 | 1500 | - | 0,7 | 0,6 | 1500,0 | 2000,0 |
| эл экскаватор №2 | 500 | 500 | - | 0,7 | 0,6 | 500,0 | 666,7 |
| БСК №2 | | | | | | | 1250,0 |
| Σ по 4 | 3800 | 3800 | - | - | - | 3800,0 | 6316,7 |
| Σ по 4 с учетом $K_{ом}$ | 3800 | 3800 | 0,85 | - | - | 3230,0 | 5369,2 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|---------------------------------------|-------|-------|------|------|-----|---------|---------|
| 5. ЦРП-2, 1 секция | | | | | | | |
| - ТП7 | 1120 | 1120 | - | 0,65 | 0,7 | 728,0 | 742,7 |
| - Тр-р №3 1000 кВА | 1120 | 1120 | - | 0,7 | 0,7 | 784,0 | 799,8 |
| - мал дроб №8 | 160 | 160 | - | 0,7 | 0,7 | 112,0 | 114,3 |
| - мал дроб №11 | 160 | 160 | - | 0,7 | 0,6 | 160,0 | 213,3 |
| - ПС №8 тр 1 | 600 | 600 | - | 0,7 | 0,6 | 600,0 | 800,0 |
| - ПС №8 тр 2 | 600 | 600 | - | 0,7 | 0,6 | 600,0 | 800,0 |
| - ПС №15 | 600 | 600 | - | 0,7 | 0,6 | 600,0 | 800,0 |
| Σ по 5 | 4360 | 4360 | - | - | - | 3584,0 | 4270,1 |
| Σ по 5 с учетом Ком | 4360 | 4360 | 0,85 | - | - | 3046,4 | 3629,6 |
| 6. ЦРП-2, 2 секция | | | | | | | |
| - ТП7 | 1120 | 1120 | - | 0,65 | 0,7 | 728,0 | 742,7 |
| - Тр-р №1 1000 кВА | 1120 | 1120 | - | 0,7 | 0,7 | 784,0 | 799,8 |
| - Тр-р №2 1000 кВА | 1120 | 1120 | - | 0,7 | 0,7 | 784,0 | 799,8 |
| - мал дроб №10 | 160 | 160 | - | 0,7 | 0,7 | 112,0 | 114,3 |
| - мал дроб №9 | 160 | 160 | - | 0,7 | 0,6 | 160,0 | 213,3 |
| - мал дроб №7 | 160 | 160 | - | 0,7 | 0,6 | 160,0 | 213,3 |
| - бар насос № 2 | 250 | 250 | - | 0,7 | 0,6 | 250,0 | 333,3 |
| - ПС №15 | 600 | 600 | - | 0,7 | 0,6 | 600,0 | 800,0 |
| Σ по 6 | 4690 | 4690 | - | - | - | 3578,0 | 4016,7 |
| Σ по 6 с учетом Ком | 4690 | 4690 | 0,85 | - | - | 3041,3 | 3414,2 |
| Σ по ГПП 154/6 кВ | 35500 | 35500 | - | - | - | 31707,5 | 33993,4 |
| Σ по ГПП 154/6 кВ с учетом Ком | 35500 | 35500 | 0,8 | - | - | 25366,0 | 27194,7 |

– Определяем полную расчетную мощность главной понизительной подстанции:

$$S_{\text{м}} = \sqrt{P_{\text{р.м}}^2 + Q_{\text{р.м}}^2} = \sqrt{25,366^2 + 27,195^2} = 25,9 \text{ МВА} .$$

2.2. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Поскольку на ГПП «Евраз Баглейкокс» присутствуют потребители первой категории надежности, то согласно действующим требованиям ПУЭ [1] принимаем к установке два силовых трансформатора.

Трансформаторы ГПП, как правило, выбирают так, чтобы при выходе из работы одного, другой обеспечил бы работу предприятия на время замены трансформатора с учетом возможного уменьшения нагрузок и с использованием допустимой перегрузки трансформатора. На двухтрансформаторных ГПП при отсутствии резервирования по сетям вторичного напряжения мощность каждого трансформатора выбирают равной 0,65-0,7 суммарной расчетной нагрузки.

– Мощность трансформаторов выбираем по условию:

$$S_{\text{нт}} \geq \frac{S_{\text{м}}}{K_{2ав}},$$

где $K_{2ав}$ – наибольший коэффициент перегрузки в аварийном режиме.

Принимаем $K_{2ав} = 1,4$.

$$S_{нт} \geq \frac{25,9}{1,4} = 19 \text{ МВА}.$$

Принимаем трансформаторы типа ТРДН – 32000/150 [13].

– Как видно из расчетов, установленная мощность силовых трансформаторов на ГПП «Евраз Баглейкокс» до реконструкции удовлетворяет условиям допустимой перегрузки в послеаварийном режиме.

– Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы:

$$K_{зн} = \frac{S_M}{2 \cdot S_{нт}} = \frac{25,9}{2 \cdot 32} = 0,4;$$

– Коэффициент загрузки в аварийном режиме работы:

$$K_{за} = \frac{S_M}{S_{нт}} = \frac{25,9}{32} = 0,8.$$

Трансформаторы работают в допустимых условиях при всех режимах.

2.3. Определение расчетных токов

1. Ток ввода со стороны напряжения 150 кВ:

а) в нормальном режиме работы:

$$I_{р.н.вн} = \frac{K_3 \cdot S_{нт}}{n_в \cdot \sqrt{3} \cdot U_{н1}},$$

где $n_в$ – число вводов.

$$I_{р.н.вн} = \frac{0,7 \cdot 32 \cdot 10^3}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 150} = 86,22 \text{ А};$$

б) в послеаварийном (форсированном) режиме работы (при выключении одного из вводов):

$$I_{р.ф.вн} = 2 \cdot I_{р.н.вн} = 2 \cdot 86,22 = 172,44 \text{ А}.$$

2. Ток ввода со стороны напряжения 6 кВ:

а) в нормальном режиме работы:

$$I_{p.n.nn} = \frac{K_3 \cdot S_{нт}}{n_b \cdot \sqrt{3} \cdot U_{н1}} = \frac{0,7 \cdot 32 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 1077,72 \text{ A};$$

б) в послеаварийном режиме работы:

$$I_{p.ф.nn} = 2 \cdot I_{p.n.nn} = 2 \cdot 1077,72 = 2155,44 \text{ A}.$$

3. Ток секционного выключателя.

В нормальном режиме работы секционный выключатель отключен, $I_{p.n.cb} = 0$; в послеаварийном режиме работы рабочий ток секционного выключателя равняется рабочему току секции: $I_{p.ф.cb} = I_{p.n.nn} = 1077,72 \text{ A}.$

4. Ток асинхронного двигателя 630 кВт:

а) нормальный режим работы:

$$I_{p.n.ad} = \frac{P_{ад}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi_{ад}} = \frac{0,63}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,7} \times 10^3 = 86,6 \text{ A};$$

б) послеаварийный режим работы (при условии работы двигателя при снижении напряжения на 5%):

$$I_{p.ф.ad} = 1,05 \cdot I_{p.n.ad} = 1,05 \cdot 86,6 = 91,16 \text{ A}.$$

5. Ток асинхронного двигателя 400 кВт:

а) нормальный режим работы:

$$I_{p.n.ad} = \frac{P_{ад}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi_{ад}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,7} \times 10^3 = 55 \text{ A};$$

б) послеаварийный режим работы:

$$I_{p.ф.ad} = 1,05 \cdot I_{p.n.ad} = 1,05 \cdot 55 = 57,88 \text{ A}.$$

6. Ток трансформатора 1000 кВА:

а) нормальный режим работы:

$$I_{p.n.t} = \frac{K_3 \cdot S_t}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{0,7 \cdot 1,0}{\sqrt{3} \cdot 6} \times 10^3 = 62,55 \text{ A};$$

б) послеаварийный режим работы:

а) нормальный режим работы:

$$I_{p.ф.t} = 2 \cdot I_{p.n.t}$$

7. Ток трансформатора 1600 кВА:

$$= 2 \cdot 62,55 = 125,1 \text{ A.}$$

$$I_{p.n.t} = \frac{K_3 \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{0,7 \cdot 1,6}{\sqrt{3} \cdot 6} \times 10^3 = 108 \text{ A} ;$$

б) послеаварийный режим работы:

$$I_{p.f.t} = 2 \cdot I_{p.n.t} = 2 \cdot 108 = 216 \text{ A}.$$

8. Ток присоединения (ввод Станция Баглей):

$$I_{p.n.pr} = I_{p.f.pr} = \frac{P_{\text{ст. Баглей}}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos\varphi} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,6} = 642 \text{ A} ;$$

2.4. Расчет токов короткого замыкания и теплового импульса КЗ

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) выполняем в объеме, необходимом для выбора коммутационной аппаратуры на стороне ВН и НН подстанции.

Расчетная схема для определения токов короткого замыкания приведена на рис.2.1. Расчетные точки КЗ определены из условия расчета максимальных токов КЗ которые протекают через соответствующие проводники и электрические аппараты.

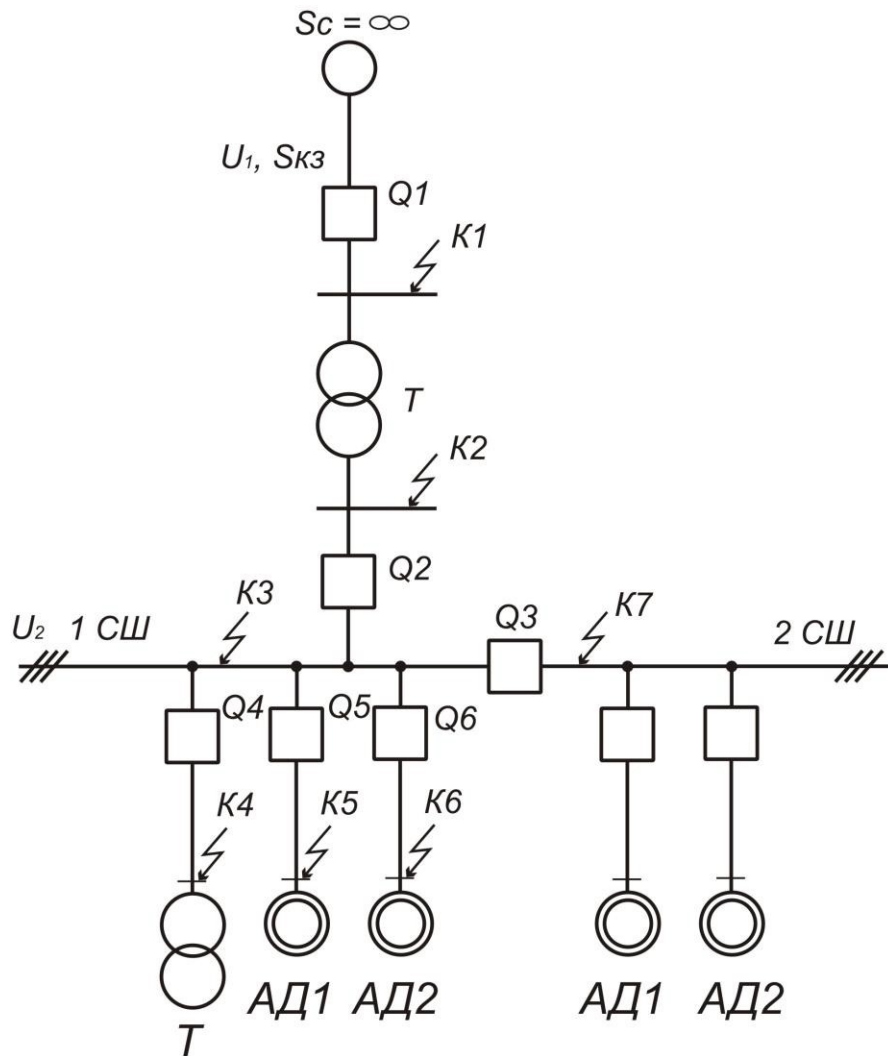


Рис. 2.1. Расчетная схема для определения токов КЗ

Выбираем базисные условия:

базисная мощность: $S_{\delta} = 100 \text{ MVA}$;

базисное напряжение: ВН $U_{\delta, \text{ВН}} = U_{\text{ср.ВН}} = 154 \text{ кВ}$;

НН $U_{\delta, \text{НН}} = U_{\text{ср.НН}} = 6,3 \text{ кВ}$;

базисный ток: ВН $I_{\delta, \text{ВН}} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} U_{\delta, \text{ВН}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 154} = 0,37 \text{ кА}$;

НН $I_{\delta, \text{НН}} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} U_{\delta, \text{НН}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,16 \text{ кА}$.

Находим ток КЗ на стороне напряжения 150 кВ (точка К1).

Сопротивление системы:

$$x_{*(\delta)с} = \frac{S_{\delta}}{S_{\kappa}},$$

где $S_k = 1500$ МВА - мощность КЗ на шинах ВН подстанции.

$$x_{*(\bar{\sigma})c} = \frac{100}{1500} = 0,07.$$

Ток КЗ от системы (периодическая составляющая):

$$I_{п0.1} = \frac{I_{\bar{\sigma}.ВН}}{x_{*(\bar{\sigma})c}} = \frac{0,37}{0,07} = 5,29 \text{ кА}.$$

Так как $S_c = \infty$, то

$$I_{н\tau.1} = I_{п0.1} = 5,29 \text{ кА}$$

Ударный ток (наибольший пик):

$$i_{y.1} = k_y \sqrt{2} I_{п0.1},$$

где $k_y = 1,92$ – ударный коэффициент [2, табл. 5.1]. Значение T_a и k_y в зависимости от места КЗ приведены в [2].

$$i_{y.1} = 1,92 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,29 = 14,36 \text{ кА}.$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{a\tau.1} = \sqrt{2} I_{п0.1} e^{-t/T_a} = \sqrt{2} I_{п0.1} e^{-t/T_a} \xi$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с, τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения контактов выключателя, с.

$$\tau = t_{c.в} + t_{pz.min},$$

где $t_{pz.min}$ – минимальное время действия релейной защиты. $t_{pz.min} = 0,01$ с; $t_{c.в}$ – собственное время отключения выключателя, с. Предварительно принимаем следующие типы выключателей [16]:

Табл. 2.2. Собственное и полное время отключения выключателей.

| Серия | Место установки | $t_{c.в}, \text{с}$ | $t_{п.в}, \text{с}$ |
|--------------------|--|---------------------|---------------------|
| ЛТВ-170D1/B | На вводах 150 кВ | 0,017 | 0,04 |
| ВРЗ | На вводах 6 кВ | 0,035 | 0,065 |
| ВР2 | Секционный выключатель и выключатели присоединений | 0,035 | 0,065 |

$$i_{a\tau.1} = \sqrt{2} \cdot 5,29 \cdot e^{-(0,017+0,01) 0,115} = 5,66 \text{ кА}.$$

Находим ток КЗ от системы на стороне напряжения 6 кВ (точка К2).

Сопротивление трансформатора:

$$x_{*(6)1} = 0,125 \frac{u_{к,В-Н} S_{\delta}}{100 S_{нт}} = 0,125 \frac{10,5}{100} \frac{100}{32} = 0,041;$$

$$x_{*(6)2} = 1,75 \frac{u_{к,В-Н} S_{\delta}}{100 S_{нт}} = 1,75 \frac{10,5}{100} \frac{100}{32} = 0,57;$$

$$x_{*(6)m} = x_{*(6)1} + x_{*(6)2} = 0,041 + 0,57 = 0,611 .$$

Суммарное сопротивление к точке КЗ:

$$x_{*\Sigma} = x_{*(6)c} + x_{*(6)m} = 0,07 + 0,611 = 0,68 .$$

Периодическая составляющая тока КЗ от системы:

$$I_{п0.2} = I_{н\tau.2} = \frac{I_{6.нн}}{x_{*\Sigma}} = \frac{9,16}{0,68} = 7,97 \text{ кА}.$$

Ударный ток:

$$i_{y.2} = k_y \sqrt{2} I_{п0.2} = 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,97 = 20,51 \text{ кА}.$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{a\tau.2} = \sqrt{2} I_{п0.2} e^{-\tau/\Gamma_a} = \sqrt{2} \cdot 7,97 \cdot e^{-(0,035+0,01) 0,05} = 4,58 \text{ кА}.$$

Определяем ток подпитки точки КЗ от асинхронных электродвигателей.

Принимаем, что двигатели подключены к месту КЗ кабельными линиями длиной не более 200-300 м. Тогда внешним сопротивлением можно пренебречь и начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ находится за формулой:

$$I_{n0.0} = \frac{E'' \cdot I_n}{x_{*d}},$$

где E'' – сверхпереходная ЕДС.

Принимаем для асинхронных двигателей $E'' = 0,9$ [2]; I_n –

номинальный ток двигателя, А;

x_{*d} – сопротивление двигателя в относительных единицах по каталожным данным.

Принимаем $x_{*d} = 0,2$ [2].

$$I_{п0.АД1} = \frac{0,9 \cdot 86,6}{0,2} \cdot 10^{-3} = 0,39 \text{ кА}; \quad I_{п0.АД2} = \frac{0,9 \cdot 55}{0,2} \cdot 10^{-3} = 0,25 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{y.АД1} = k_y \sqrt{2} I_{п0.сд} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,39 = 0,98 \text{ кА};$$

$$i_{y.АД2} = k_y \sqrt{2} I_{п0.ад} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,25 = 0,63 \text{ кА}.$$

Периодическая составляющая тока КЗ от асинхронного двигателя в момент времени τ :

$$I_{пт.ад} = I_{п0.ад} e^{-\tau/T_p},$$

где T_p – расчетная постоянная времени затухания периодической составляющей тока КЗ двигателя. Принимаем $T_p = 0,04$ с [2].

$$I_{пт.АД1} = 0,39 \cdot e^{-(0,035+0,01) 0,04} = 0,13 \text{ кА}, \quad I_{пт.АД2} = 0,25 \cdot e^{-(0,035+0,01) 0,04} = 0,07 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{ат.АД1} = \sqrt{2} I_{п0.сд} e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 0,39 \cdot e^{-(0,035+0,01) 0,06} = 0,18 \text{ кА};$$

$$i_{ат.АД2} = \sqrt{2} I_{п0.ад} e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 0,25 \cdot e^{-(0,035+0,01) 0,04} = 0,11 \text{ кА}.$$

Результаты расчета токов КЗ для семи характерных точек сводим в табл. 2.3.

Табл. 2.3. Результаты расчетов токов короткого замыкания.

| Значение токов КЗ | Расчетные точки КЗ | | | | | | |
|---|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | K1 | K2 | K3 | K4 | K5 | K6 | K7 |
| <i>Начальное действующее значение периодической составляющей: $I_{п0}$, кА</i> | 5,29 | 7,97 | 11,31 | 11,31 | 11,06 | 10,92 | 9,64 |
| <i>Ударный ток – наибольший пик i_y, кА</i> | 14,36 | 20,51 | 28,91 | 28,91 | 28,28 | 27,93 | 24,71 |
| <i>Периодическая составляющая в момент τ: $I_{пт}$, кА</i> | 5,29 | 7,97 | 9,03 | 9,03 | 8,96 | 8,90 | 8,50 |
| <i>Апериодическая составляющая в момент τ: $i_{ат}$, кА</i> | 5,66 | 4,58 | 6,10 | 6,10 | 5,99 | 5,92 | 5,34 |

Расчет теплового импульса тока короткого замыкания

Тепловой импульс тока короткого замыкания W_k за время его протекания определяется для точек 1-4 для проверки аппаратов на термическую стойкость.

Определяем тепловой импульс на стороне 150 кВ (точка K1):

$$B_{\kappa.1} = I_{n0.1}^2 (t_{\text{в}} + T_a),$$

где $t_{\text{в}}$ – время отключения тока КЗ: $t_{\text{в}} = t_{\text{п.в}} + t_{\text{рз}}$,

где $t_{\text{п.в}}$ – полное время отключения выключателя; $t_{\text{рз}}$ – время действия основной релейной защиты.

Принимаем следующие значения времени действия релейной защиты $t_{\text{рз}}$ [2]:

выключатели тупиковых присоединений 0,01 с;

вводные выключатели РП 6 кВ... 0,6 с;

вводные выключатели ВН линий подстанции 1,2 с.

$$B_{\kappa.1} = 5,29^2 \cdot (0,04 + 1,2 + 0,12) = 38,06 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

Находим тепловой импульс на стороне напряжения 6 кВ (точка К2):

$$B_{\kappa.2} = I_{n0.2}^2 (t_{\text{в}} + T_a) = 7,97^2 \cdot (0,065 + 0,6 + 0,06) = 45,42 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

Тепловой импульс в точке К3:

$$B_{\kappa.3} = B_{n0.c} + B_{a.cx} = I_{n0.c}^2 (t_{\text{в}} + T_{a.cx}) + I_{n0.\partial}^2 (0,5T'_{\partial} + T_{a.cx}) + 2 I_{n0.\partial} I_{n0.c} (T'_{\partial} + T_{a.cx}),$$

где $T_{\text{д}}$ – постоянная времени эквивалентного двигателя ($T'_{\text{д}} = 0,07 \text{ с}$ [2]); $T_{a.cx}$ – постоянная времени, которая определяется по формуле:

$$T_{a.cx} = \frac{T_{a.c} I_{n0.c} + T_{a.\partial} I_{n0.\partial}}{I_{n0.c} + I_{n0.\partial}} = \frac{0,06 \cdot 7,97 + 0,04 \cdot 6 \cdot 0,39 + 0,04 \cdot 4 \cdot 0,25}{7,97 + 6 \cdot 0,39 + 4 \cdot 0,25} = 0,045 \text{ с};$$

$$B_{\kappa.3} = 7,97^2 \cdot (0,065 + 0,6 + 0,045) + (6 \cdot 0,39 + 4 \cdot 0,25)^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,045) + 2 \cdot (6 \cdot 0,39 + 4 \cdot 0,25) \cdot 7,97 \cdot (0,07 + 0,045) = 60,91 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

Тепловой импульс в точке К4:

$$B_{\kappa.4} = I_{n0.c}^2 (t_{\text{в}} + T_{a.cx}) + I_{n0.\partial}^2 (0,5T'_{\partial} + T_{a.cx}) + 2 I_{n0.\partial} I_{n0.c} (T'_{\partial} + T_{a.cx}) = 7,97^2 \cdot (0,065 + 0,01 + 0,045) + (6 \cdot 0,39 + 4 \cdot 0,25)^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,045) + 2 \cdot (6 \cdot 0,39 + 4 \cdot 0,25) \cdot 7,97 \cdot (0,07 + 0,045) = 23,44 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

2.5. Выбор выключателей высокого напряжения

При реконструкции схемы ГПП «Евраз Баглейкокс» производится замена технически устаревшей техники – блоки «короткозамыкатель - отделитель» на современные элегазовые выключатели LTB компании ABB (табл. 2.4):

Табл. 2.4. Технические данные выключателей ввода ВН

| Тип выключателя | U _н , кВ | I _н , А | I _{отк.ном} , кА | I _{дин} , кА | I _{тер} , кА | t _{тер} , с | t _{с.в} , с | t _{п.в} , с |
|-----------------|---------------------|--------------------|---------------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| LTB-170D1/B | 170 | 3150 | 40 | 104 | 40 | 3 | 0,022 | 0,04 |

Условия проверки:

1. По номинальному напряжению: $U_{уст} \leq U_n$ 150 кВ < 170 кВ;
2. По номинальному току: $I_{p.ф} \leq I_n$ 172,44 А < 3150 А;
3. По току отключения $I_{н0} \leq I_{отк.ном}$ 5,29 кА < 40 кА;

4. По допустимому содержанию апериодической составляющей:

$$i_{ат3} \leq \frac{\beta_n}{\sqrt{2}} \frac{I_{отк.ном}}{100} \quad 5,66 \text{ кА} \leq \sqrt{2} \frac{45}{100} \cdot 40 = 25,46 \text{ кА} .$$

5. Электродинамическая стойкость: $i_{y3} \leq i_{дин}$ 14,36 кА ≤ 104 кА .

4. Термическая стойкость:

$$B_{к3} \leq I_{тер}^2 t_{тер} \quad 38,06 \text{ кА}^2\text{с} < 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Все условия выполняются, выключатель принимаем к установке.

Выбор выключателей вводов НН, секционных выключателей стороны НН, выключателей присоединений станции Баглей выполним в виде табл. 2.5. Принимаем вакуумные выключатели серии ВР2 и ВР3, которые устанавливаются в ячейки комплектных распределительных устройств КУ-10Ц.

Табл. 2.5. Выбор выключателей

| Присоединение | Ввод ВН | | Ввод НН | | Секционный выключатель | | Цепь АД1 | |
|--|------------------|-------------------|------------------|-------------------|------------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| Тип выключателя | LTV-170D1/B | | BP3 | | BP2 | | BP2 | |
| Условия выбора и проверки | Расчетные данные | Каталожные данные | Расчетные данные | Каталожные данные | Расчетные данные | Каталожные данные | Расчетные данные | Каталожные данные |
| 1. Место установки | внешняя | | внутренняя | | внутренняя | | внутренняя | |
| 2. $U_{уст} \leq U_n$, кВ | 150 | 150 | 6 | 10 | 6 | 10 | 6 | 10 |
| 3. $I_{р.ф} \leq I_n$, А | 172,44 | 3150 | 2155,44 | 3150 | 1077,72 | 1600 | 91,16 | 630 |
| 4. $I_{пт} \leq I_{вдкл.н}$, кА | 5,29 | 40 | 7,97 | 31,5 | 8,50 | 20 | 8,90 | 20 |
| 5. $i_{ат} \leq \sqrt{2} \frac{\beta_n I_{вдкл.н}}{100}$, кА | 5,66 | 25,46 | 4,58 | 15,59 | 5,34 | 9,90 | 5,92 | 9,90 |
| 6. $\sqrt{2} I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} I_{вдкл.н} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right)$, кА | — | — | — | — | — | — | — | — |
| 7. $i_y \leq i_{дин}$, кА | 14,36 | 104 | 20,51 | 80 | 24,71 | 52 | 27,93 | 52 |
| 8. $B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$, кА ² с | 38,06 | 4800 | 45,42 | 2976,75 | 48,70 | 1200 | 22,52 | 1200 |

продолжение табл. 2.5

| Присоединение | Цепь АД2 | | ТП 1000 кВА | | ТП 1600 кВА | | ввод станция Баглей | |
|--|------------------|-------------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|---------------------|-------------------|
| Тип выключателя | BP2 | | BP2 | | BP2 | | BP2 | |
| Условия выбора и проверки | Расчетные данные | Каталожные данные | Расчетные данные | Каталожные данные | Расчетные данные | Каталожные данные | Расчетные данные | Каталожные данные |
| 1. Место установки | внутренняя | | внутренняя | | внутренняя | | внутренняя | |
| 2. $U_{уст} \leq U_n$, кВ | 6 | 10 | 6 | 10 | 6 | 10 | 6 | 10 |
| 3. $I_{р.ф} \leq I_n$, А | 57,88 | 630 | 125,10 | 630 | 216 | 1000 | 642 | 1000 |
| 4. $I_{пт} \leq I_{вдкл.н}$, кА | 8,96 | 20 | 9,03 | 20 | 9,03 | 20 | 9,03 | 20 |
| 5. $i_{ат} \leq \sqrt{2} \frac{\beta_n I_{вдкл.н}}{100}$, кА | 5,99 | 9,90 | 6,10 | 9,90 | 6,10 | 9,90 | 6,10 | 9,90 |
| 6. $\sqrt{2} I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} I_{вдкл.н} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right)$, кА | — | — | — | — | — | — | — | — |
| 7. $i_y \leq i_{дин}$, кА | 28,28 | 52 | 28,91 | 52 | 28,91 | 52 | 28,91 | 52 |
| 8. $B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$, кА ² с | 22,52 | 1200 | 22,52 | 1200 | 22,52 | 1200 | 22,52 | 1200 |

2.6. Обоснование эффективности применения элегазовых выключателей LTB в схеме ГПП «Евраз Баглейкокс»

АББ обладает более чем вековым опытом разработки, испытаний и изготовления высоковольтных выключателей. За прошедшие годы эти выключатели приобрели репутацию аппаратов, способных надежно и долговечно работать в любом климате и в любой части мира. Программа разработок направлена на то, чтобы заказчики получали дополнительные преимущества от использования новой продукции.

В настоящее время АББ внедряет новейшую технологию в приводы и сегодня представлен Motor Drive™ — цифровой сервопривод с электронной системой управления.

Основным преимуществом данных выключателей является надежное гашение электрической дуги.

Преимущества выключателей LTB.

Эксплуатационная надежность и срок службы элегазового выключателя во многом зависят от обеспечения надежной герметизации объема с элегазом и нейтрализации воздействия влажности и продуктов разложения газа внутри камеры.

- Риск утечки газа незначителен благодаря применению двойных кольцевых и крестообразных уплотнений из нитрильного каучука.

- В каждой дугогасительной камере помещается абсорбционный фильтр (диссикант), который поглощает влагу и продукты разложения.

- Поскольку отключающая способность зависит от плотности элегаза, выключатель LTB оборудован монитором плотности, который представляет собой реле давления с температурной компенсацией, поэтому предупредительный сигнал и функция блокировки включаются только в том случае, когда давление снижается из-за утечки элегаза. Конструкция соответствует требованиям стандартов МЭК и ANSI. Кроме того существуют специальные конструкторские решения, отвечающие требованиям других стандартов и / или спецификаций.

Способность к коммутации токов

Все выключатели типа LTB (рис. 2.2) способны отключать токи КЗ в течение максимум 40 мс. Также гарантировано отключение емкостных токов без повторных

пробоев благодаря оптимизации конструкции контактов и скорости их движения. При отключении индуктивных токов величина перенапряжений невелика благодаря оптимальному гашению дуги при переходе тока через нулевое значение.

Диэлектрическая прочность

Выключатель LTB обладает высокой диэлектрической прочностью даже при атмосферном давлении элегаза вследствие оптимизации размера межконтактного промежутка и высокой диэлектрической прочности элегаза.

Управляемая коммутация

Выключатели LTB можно также использовать в режиме с управляемой коммутацией, применив поставляемое отдельно устройство управления коммутацией типа Switchsync™.

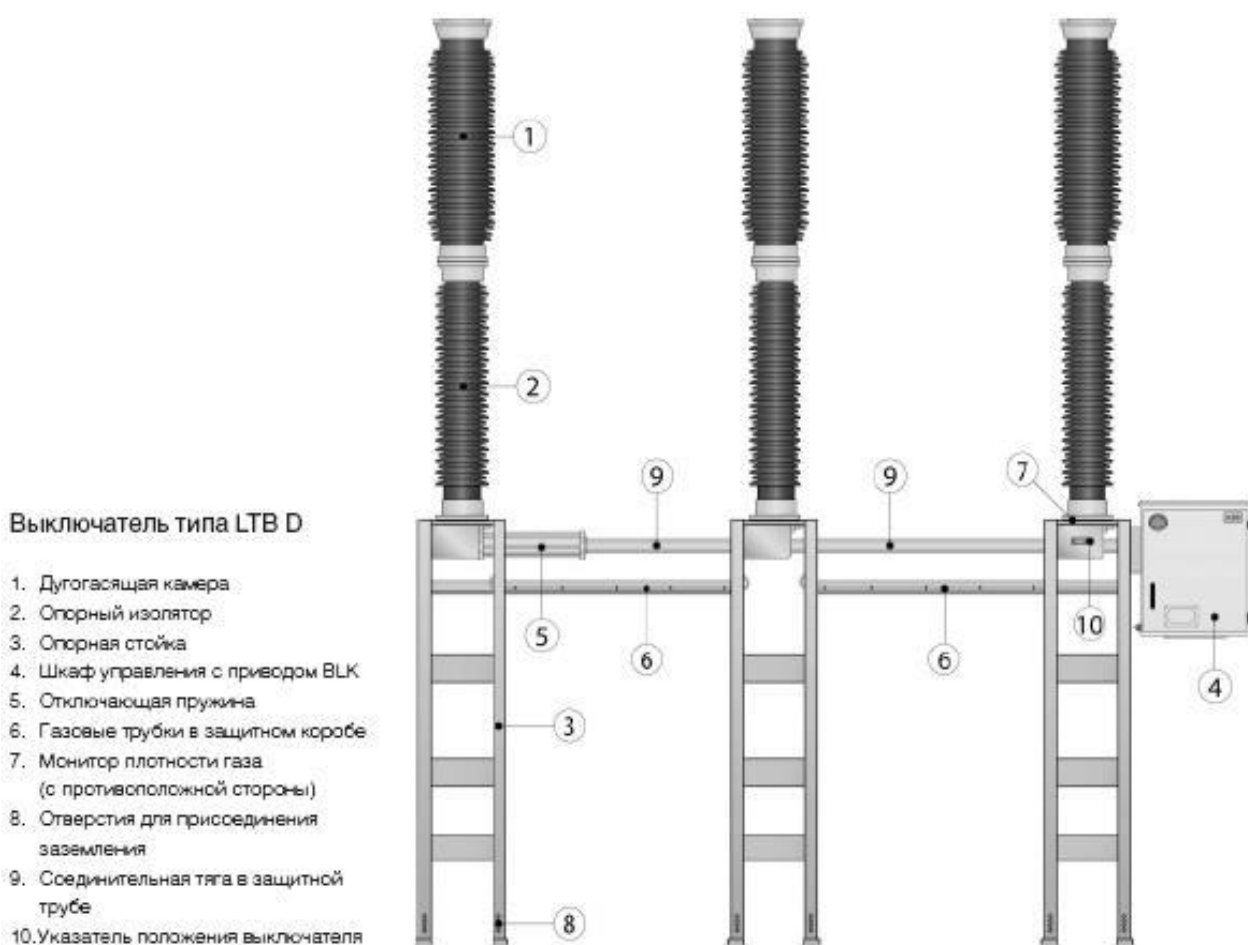


Рис. 2.2. Внешний вид элегазового выключателя LTB

Стабильность времени срабатывания

Для управляемой коммутации особенно важно, чтобы времена операций включения и выключения имели постоянные значения. Гарантирована точность выдержки времени 1 мс для всех выключателей LTB.

Устойчивость к воздействию климатических факторов

Выключатели LTB предназначены и применяются для работы в различных климатических условиях, от полярных до пустынных. При установке выключателей в зонах с экстремальными температурами существует опасность конденсации элегаза. Чтобы избежать ее последствий, применяют одну из следующих газовых смесей:

- SF₆ (элегаз) и N₂ (азот);
- SF₆ и CF₄ (хладон).

Коррозионная стойкость

Выбор алюминия и его сплавов для изготовления компонентов (корпуса приводов, высоковольтные аппаратные выводы, шкафы) обеспечивают высокую степень коррозионной стойкости без необходимости дополнительной защиты. Для эксплуатации в экстремальных внешних условиях выключатели серии LTB могут поставляться с защитными лакокрасочными покрытиями. Опорная конструкция и защитные трубы для тяг механизмов управления выполнены из стали с горячим цинкованием.

Сейсмостойкость

Все выключатели типа LTB имеют механически прочную конструкцию благодаря оптимизации конструкции полюсов и опор, рассчитанных на устойчивость к сейсмическим ускорениям до 3 м/с² без дополнительных мер предосторожности. Благодаря усилению конструкции опор и изоляторов или применению опорных амортизаторов землетрясения, или сочетанию перечисленных мер, выключатели могут выдерживать сейсмические ускорения намного выше 5 м/с².

Простой монтаж

Каждый выключатель LTB проходит заводские приемо-сдаточные испытания на нашем предприятии и транспортируется до места монтажа в комплекте из небольшого числа предварительно собранных узлов. Выключатели можно легко смонтировать и ввести в эксплуатацию в течение 1–4 дней, в зависимости от размера и типа выключателя.

Минимальный объем требований к техническому обслуживанию

Эксплуатационная надежность и срок службы элегазового выключателя во многом зависят от способности обеспечить герметизацию объема с элегазом и нейтрализовать влияние влажности и продуктов разложения газа. Поэтому выключатель LTB рассчитан на срок эксплуатации более 30 лет или 10 000 механических операций (без нагрузки). При коммутации токов, число операций до срока проведения обслуживания выключателя определяется в зависимости от отключаемого тока.

Контроль состояния

В качестве дополнительной возможности можно предложить систему снятия и передачи в режиме реального времени данных о состоянии выключателя в пункт диспетчерского управления с помощью системы мониторинга.

Принцип работы привода Motor Drive™ (рис. 2.3)

Зарядка энергией

(1) — Зарядное устройство допускает подключение дублированных вводов питания переменным и постоянным током и оно же является внутренним источником питания для конденсаторной батареи (2), блоков ввода-вывода (3) и управления (4). Нагрузочные требования по питанию весьма незначительные (менее 1 А в нормальном режиме работы), с малыми потерями на нагрузках.

Накопление энергии

(2) — Энергия для срабатывания привода накапливается в буферном блоке конденсаторов. Блок обеспечивает разделение между потребностью в кратковременной мощности для оперирования электродвигателем и в питании от источника собственных нужд подстанции. Блок контролируется, чтобы обеспечивать оперирование только при достаточном уровне запасенной энергии.

Его параметры выбраны в строгом соответствии с требованиями стандартов МЭК и ANSI к режиму АПВ.

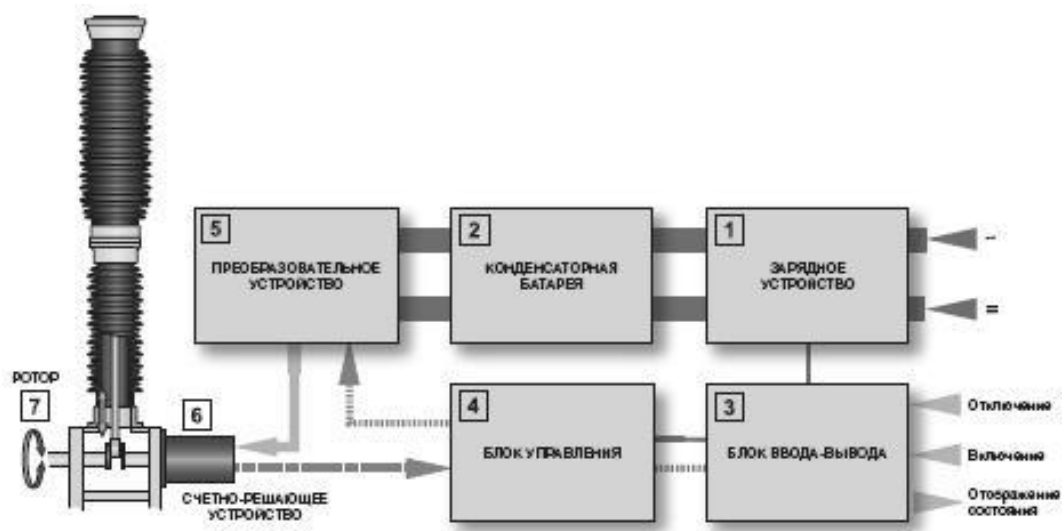


Рис. 2.3. Схема управления приводом Motor Drive™

Управление и сигнализация

(3) — Блок ввода-вывода команд принимает все оперативные команды на выключатель и обеспечивает выдачу сигналов обратно в систему управления подстанцией. Блок ввода-вывода содержит двухпозиционные реле, которые заменяют традиционные механические вспомогательные контакты.

Подача и распределение энергии

После того, как команда на срабатывание (отключение или включение) проверяется в блоке ввода-вывода (3), она передается в блок управления (4). Блок управления анализирует и определяет режим условно-разрешительного логического управления командами на оперирование выключателем. Он же содержит и исполняет запрограммированную кривую хода контактов выключателя. Блок управления выбирает программу для соответствующей кривой хода контактов (на отключение или включение) и передает внутренние команды в преобразовательное устройство (5). Блок-конвертор, т.е. преобразователь питания, получает энергию постоянного тока от конденсаторной батареи (2), преобразует его в переменное напряжение и в цифровом алгоритме управления подает ток на электродвигатель (6), чтобы ротор электродвигателя (7) совершил требуемое движение. Ротор электродвигателя непосредственно подсоединен к рабочей изоляционной тяге

выключателя. Встроенный в электродвигатель синусно-косинусный преобразователь (датчик положения ротора) непрерывно контролирует положение ротора. Эта информация подается обратно в блок управления. Блок управления проверяет измеренное датчиком положение, сравнивает его с положением, заданным на данный момент программой хода контактов и вычисляет погрешность. Блок управления выдает дополнительные управляющие сигналы в блок-конвертор для подачи энергии на продолжение дальнейшего движения контактов выключателя. Таким образом, с помощью постоянно действующей обратной связи движение контактов выключателя с высокой точностью постоянно регулируется в соответствии с предварительно запрограммированной кривой хода контактов, имеющейся в памяти блока управления.

2.7. Обоснование применения комплектного распределительного устройства КУ-10 Ц в схеме ГПП «Евраз Баглейкокс»

Устройство комплектное распределительное (КРУ) внутренней установки в металлической оболочке серии КУ-10Ц с вакуумным силовым выключателем серии ВР1, ВР2, ВР3 предназначено для приема и распределения электроэнергии трехфазного переменного тока частотой 50 и 60Гц, напряжением 6-10 кВ для систем с изолированной или заземленной через дугогасительный реактор нейтралью.

КРУ предназначены для использования в распределительных устройствах собственных нужд электростанций всех видов, на электрических подстанциях и в электроустановках промышленных предприятий, метрополитенов и железных дорог.

КРУ изготавливаются для нужд народного хозяйства и для поставок на экспорт в страны с умеренным и тропическим климатом.

В части воздействия климатических факторов внешней среды КРУ соответствуют исполнениям УЗ и ТЗ согласно ГОСТ15150 и ГОСТ 15543.1.

Номинальные значения климатических факторов:

- высота над уровнем моря не более 1000 м;
- температура воздуха окружающей среды:
- для исполнения УЗ -45°С...+40°С;

- для исполнения ТЗ $-10^{\circ}\text{C}...+45^{\circ}\text{C}$;

При температуре -25°C и ниже необходимо осуществлять подогрев помещения РУ.

Окружающая среда невзрывоопасная, не содержит газов и испарений, химических отложений, токопроводящей пыли в концентрациях, которые ухудшали бы параметры КРУ в недопустимых пределах (атмосфера II по ГОСТ 15150).

Металлическая перегородка 5 разделяет наглухо отсеки сборных шин В и линейных шин Б.

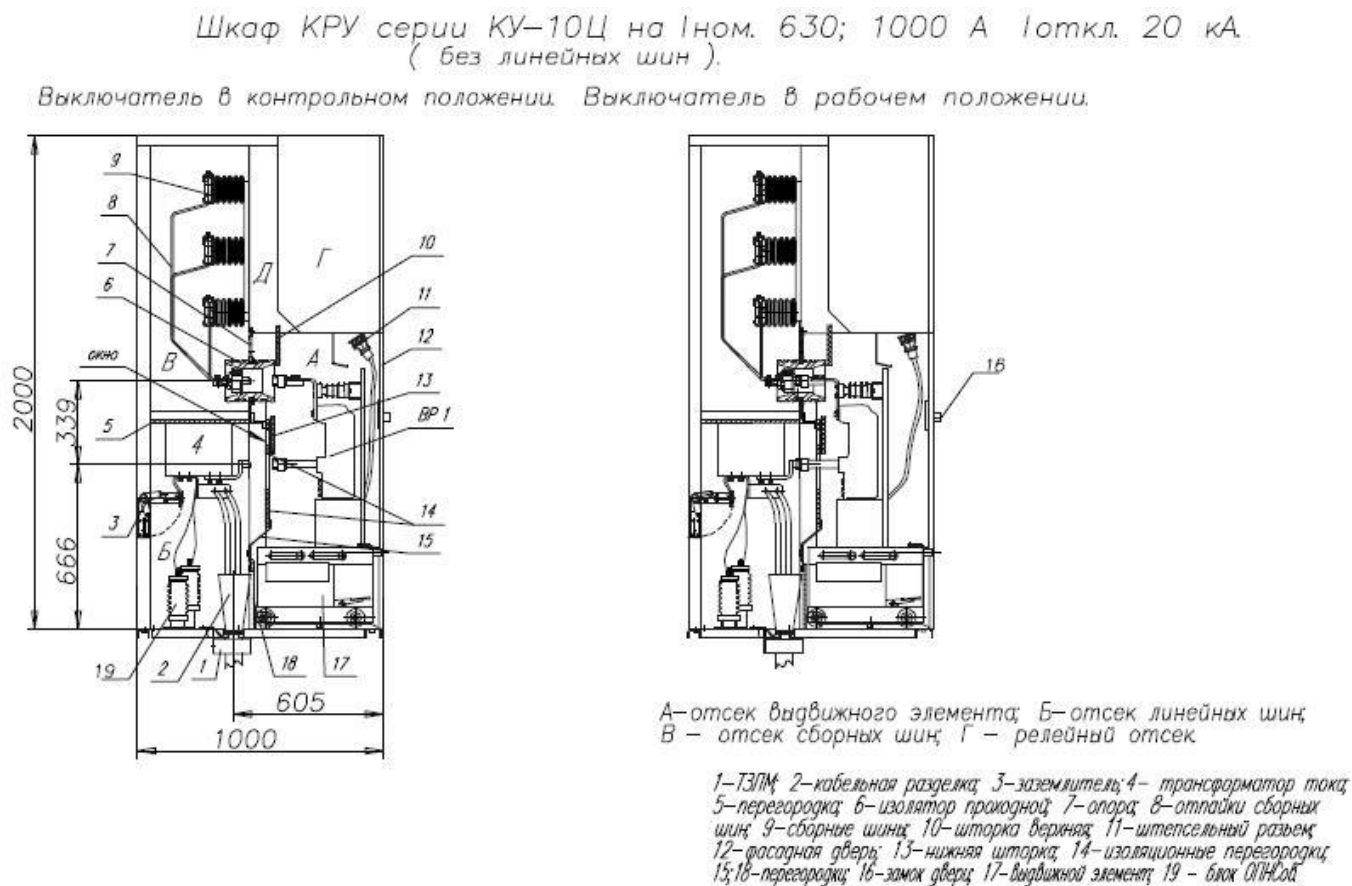


Рис. 2.4. Внешний вид шкафа КРУ КУ-10Ц

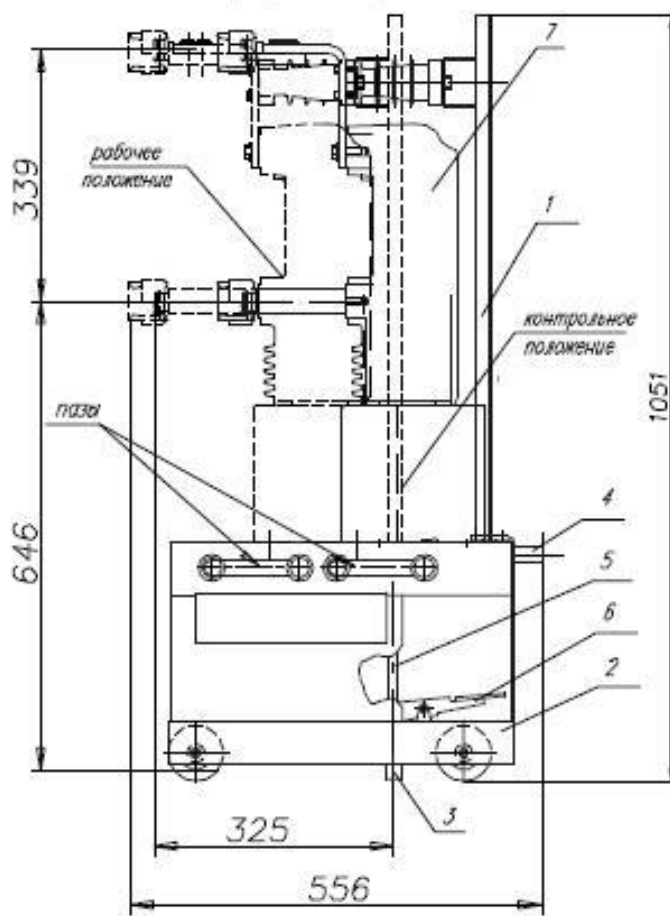
В шкафу имеются изоляционные шторки 10, 13, закрывающие доступ к контактам, которые могут быть под напряжением в ремонтном положении выдвижного элемента 17. Со стороны отсека Б отсек сборных шин В отделён глухой металлической перегородкой 5. Так, в локализационном отношении отсек сборных шин В полностью отделён от отсеков А и Б. Отсеки же А и Б при возникновении в них открытой дуги к.з. работают как один отсек с выхлопным каналом Д.

Над отсеками В и Д устроены клапаны с датчиками - концевыми выключателями. Фасадная дверь шкафа имеет оригинальную конструкцию с навесами повышенной механической прочности. Она имеет окно для визуального наблюдения за состоянием выключателя и окно блинкера для сигнализации о месте нахождения выкатного элемента (рабочее или контрольное).

Контрольное и рабочее положение выдвижного элемента 17 показано на рис.2.4.

Конструкция выдвижного элемента показана на рис. 2.5. Она состоит из двух основных частей: подвижной части 1 и неподвижной части 2. На рисунке представлен выдвижной элемент с вакуумным выключателем ВР 1.

Выдвижной элемент с вакуумным выключателем типа ВР 1; ВР 2 с механизмом раздельного перемещения



1 – рама подвижная часть выдвижного элемента; 2 – основание условно неподвижная часть выдвижного элемента; 3 – штифт фиксирующий;
4 – винт; 5 – штифт; 6 – рычаг; 7 – выключатель ВМ15 или ВР2

Рис. 2.5. Выдвижной элемент шкафа КРУ КУ-10Ц

Подвижная часть 1 при помощи винта приводного механизма перемещается между рабочим и контрольным положениями. Конструкция предусматривает перемещение подвижной части при закрытой двери.

В шкафу предусмотрены все необходимые по ГОСТ 14693 блокировки. Аналогичную конструкцию выдвижного элемента имеют шкафы видов ШШР, ШТН, ШПС и ШКА.

2.8. Выбор трансформаторов тока и напряжения

После проведения реконструкции электрической части ГПП (установка новых коммутационных аппаратов и распределительных устройств), рассматривается вопрос внедрения современной системы контроля и учета электроэнергии. Для этого необходимо выбрать счетчики и систему учета, организовать структуру АСКУЭ, выбрать измерительные трансформаторы.

Для подключения многотарифных счетчиков электрической энергии, которые будут входить в состав устанавливаемой на предприятии АСКУЭ, необходим выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Выбор трансформаторов тока

Выбираем трансформаторы тока на вводе 6 кВ. Выбор ведем по следующим параметрам:

а) по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}; \quad 6 < 10 \text{ (кВ)};$$

б) по номинальному току первичной обмотки:

$$I_{\text{р.ф}} \leq I_{\text{н.ом}}; \quad 2155 < 3000(\text{А});$$

в) по номинальному току вторичной обмотки. Принимаем $I_{2 \text{ ном}} = 5 \text{ А}$.

г) по классу точности. К трансформаторам тока на вводе 6 кВ присоединяются счетчики, по которым ведутся денежные расчеты, поэтому эти трансформаторы должны иметь класс точности 0,5.

д) по вторичной нагрузке. Предварительно принимаем трансформаторы тока типа ТШЛК-10 с $Z_{2 \text{ ном}} = 0,4 \text{ Ом}$ в классе точности 0,5 [2].

Составляем таблицу подключенных приборов:

Табл. 2.6 Нагрузка на вторичную обмотку трансформаторов тока.

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, В·А | | |
|---|-------|--------------------|-----|-----|
| | | А | В | С |
| Амперметр | Э-335 | — | 0,5 | — |
| Ваттметр | Д-335 | 0,5 | — | 0,5 |
| Счетчик многофункциональный компании АВВ | Альфа | 9 | — | 5 |
| | | | — | |
| Итого | | 5,5 | 0,5 | 5,5 |

Из таблицы 2.6 видно, что наиболее загружены фазы А и С. Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами наиболее загруженной фазы, В·А, I_2 – вторичный номинальный ток прибора, А.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}},$$

где $Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, В·А;

$r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов, которое принимается равным 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов [1].

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,22 - 0,1 = 0,08 \text{ Ом}.$$

Принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентированная длина 4 м [1], тогда сечение жил кабеля:

$$q = \frac{\rho l}{r_{\text{пр}}},$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода. Для проводов с алюминиевыми жилами $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ [1];

$l_{\text{расч}}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока.

Трансформаторы тока соединены в полную звезду, поэтому $l_{\text{расч}} = l$ [1];

$$q = \frac{0,0283 \cdot 4}{0,08} = 1,42 \text{ мм}^2.$$

Исходя из условия механической прочности принимаем контрольный кабель марки АКРВГ с сечением жил 4 мм^2 .

Находим фактическую расчетную нагрузку на вторичную обмотку трансформаторов тока:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\kappa} + r'_{\text{пр}} ;$$

$$r'_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q_{\phi}} = \frac{0,0283 \cdot 4}{4,0} = 0,028 \text{ Ом} ,$$

где q_{ϕ} – фактическое сечение жил кабеля, мм^2 ;

$$Z_2 = 0,22 + 0,1 + 0,028 = 0,348 \text{ Ом} .$$

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} ; \quad 0,348 < 0,4 \text{ (Ом)}.$$

Проверяем трансформаторы тока:

а) на динамическую стойкость. Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется стойкостью самих шин распределительного устройства, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются.

б) на термическую стойкость:

$$B_{\kappa} \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} , \quad 45,42 \leq 31,5^2 \cdot 3 = 3000 \text{ (кА}^2\text{с)};$$

условие выполняется.

Окончательно принимаем трансформаторы тока типа ТШЛК-10/3000УЗ с классом точности обмоток 0,5 [2].

Трансформаторы тока на других присоединениях выбираем аналогично, результаты сводим в таблицу 2.7.

Табл. 2.7 Результаты выбора измерительных трансформаторов тока.

| <i>Присоединение</i> | <i>Ввод 6 кВ</i> | | <i>ТП 1000 кВА</i> | | <i>ТП 1600 кВА</i> | | <i>Станция Баглей</i> | |
|---------------------------------------|-----------------------|----------------------|---------------------|----------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|
| Тип трансформатора тока | ТШЛК-10-2/ /3000УЗ | | ТЛК-10-2/ /150УЗ | | ТЛК-10-2/ / 300УЗ | | ТЛК-10-2/ / 1000УЗ | |
| Условия выбора | Расчетные данные | Каталожные данные | Расчетные данные | Каталожные данные | Расчетные данные | Каталожные данные | Расчетные данные | Каталожные данные |
| 1. $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$ | 6 | 10 | 6 | 10 | 6 | 10 | 6 | 10 |
| 2. $I_{\text{р.ф}} \leq I_{\text{н}}$ | 2155 | 3000 | 125,1 | 150 | 216 | 300 | 642 | 1000 |
| 3. $I_{2\text{ном}}$ | 5 | | 5 | | 5 | | 5 | |

| | | | | | | | | |
|--|-------|------|-------|------|-------|------|-------|------|
| 4. Класс точности | 0,5 | | 0,5 | | 0,5 | | 0,5 | |
| 5. $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$ | 0,348 | 0,40 | 0,22 | 0,4 | 0,22 | 0,40 | 0,22 | 0,40 |
| 6. $i_y \leq i_{\text{дин}}$ ИЛИ $i_y \leq k_{\text{ед}} \sqrt{2} I_{1\text{ном}}$ | 20,51 | 81 | 28,28 | 52 | 28,28 | 81 | 28,28 | 81 |
| 7. $B_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}$ ИЛИ $B_k \leq (k_T I_{1\text{ном}})^2 t_{\text{тер}}$ | 45,42 | 3000 | 22,52 | 1200 | 22,52 | 3000 | 22,52 | 3000 |

Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Выбираем трансформаторы напряжения на сборных шинах подстанции. Выбор ведем по следующим параметрам:

а) по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} = U_{\text{н}} ; \quad 6 = 6 \text{ (кВ)};$$

б) по классу точности. К трансформаторам напряжения присоединяются счетчики, по которым ведутся денежные расчеты, поэтому они должны иметь класс точности не ниже 0,5 [1, 3].

в) по нагрузке на вторичную обмотку. Предварительно принимаем трансформатор напряжения типа ЗНОЛ.06-6УЗ, $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$, $S_{2\text{ном}} = 50 \text{ В} \cdot \text{А}$ в классе точности 0,5 [2]. Подсчет вторичной нагрузки двух секций сборных шин приведен в таблице 2.5.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{29^2 + 58,32^2} = 65,1 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Три трансформатора напряжения, соединенные в “звезду”, имеют мощность в классе точности 0,5:

$$S_{2\text{ном}} = 3 \times 50 = 150 \text{ В} \cdot \text{А} , \text{ что больше } S_{2\Sigma}.$$

Таблица 2.5 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения.

| Прибор | | Тип | Мощность обмотки, В·А | Число обмоток | cos φ | tan φ | Число приборов | Общая потр. мощность | |
|--------------------------|-----------------------------|-------|-----------------------------|------------------|-------|-------|-------------------|-------------------------|---------|
| | | | | | | | | Р, Вт | Q, В·Ар |
| Вольтметр (сборные шины) | | Э-335 | 2 | 1 | 1 | 0 | 1 | 2 | — |
| Ввод 6 кВ | Ваттметр | Д-335 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 3 | — |
| | Счетчик энергии Альфа | Альфа | 3,0 Вт | 2 | 0,38 | 2,43 | 1 | 6 | 14,58 |
| Присоед. ТП №1 | Счетчик энергии Альфа | Альфа | 3,0 Вт | 2 | 0,38 | 2,43 | 1 | 6 | 14,58 |
| Присоед. ТП №2 | Счетчик энергии Альфа | Альфа | 3,0 Вт | 2 | 0,38 | 2,43 | 1 | 6 | 14,58 |
| Присоед. ТП №3 | Счетчик энергии Альфа | Альфа | 3,0 Вт | 2 | 0,38 | 2,43 | 1 | 6 | 14,58 |
| Присоед. субабонентов | Счетчик энергии Альфа | Альфа | 3,0 Вт | 2 | 0,38 | 2,43 | 1 | 6 | 14,58 |
| Итого | | | | | | | | 29 | 58,32 |

Таким образом, трансформаторы напряжения будут работать в заданном классе точности.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с пересечением жил 2,5 мм² по условию механической прочности.

2.9 Обоснование применения АСКУЭ на предприятии

Решение проблем энергоучета на предприятии требует создания автоматизированных систем контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ), в структуре которых в общем случае можно выделить четыре уровня:

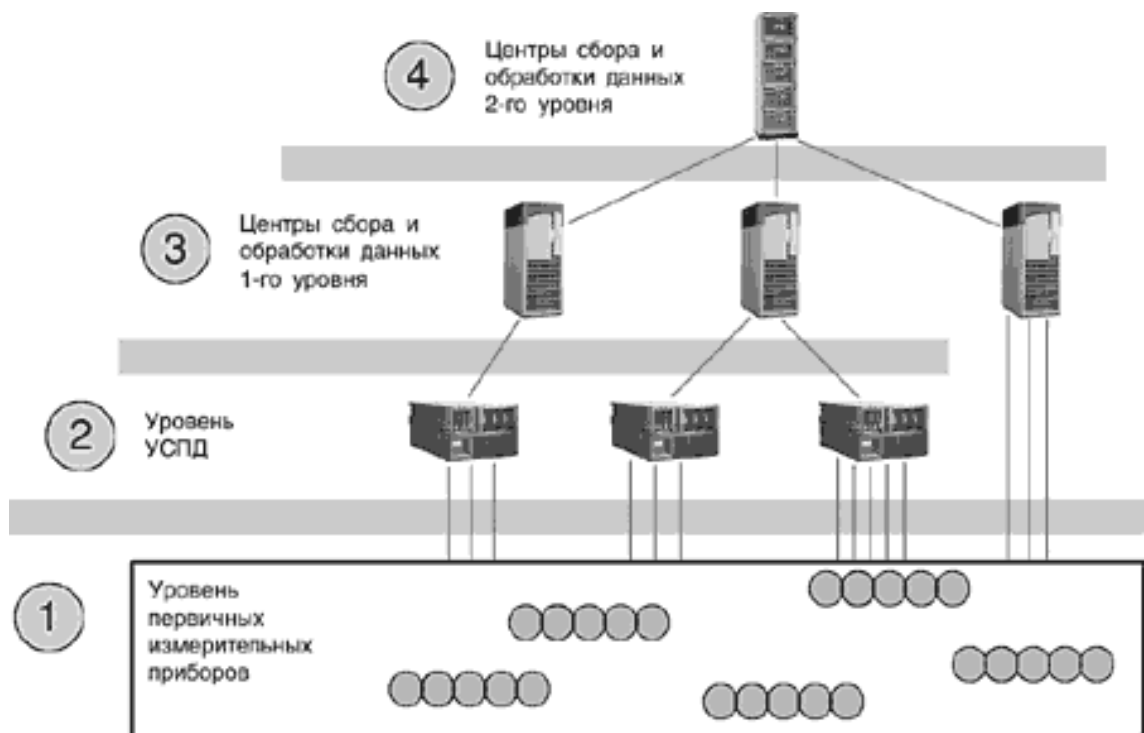


Рис. 2.6 Структура АСКУЭ

• **первый уровень** - первичные измерительные приборы (ПИП) с телеметрическими или цифровыми выходами, осуществляющие непрерывно или с минимальным интервалом усреднения измерение параметров энергоучета потребителей (потребление электроэнергии, мощность, давление, температуру, количество энергоносителя, количество теплоты с энергоносителем) по точкам учета (фидер, труба и т.п.);

• **второй уровень** - устройства сбора и подготовки данных (УСПД), специализированные измерительные системы или многофункциональные программируемые преобразователи со встроенным программным обеспечением энергоучета, осуществляющие в заданном цикле интервала усреднения круглосуточный сбор измерительных данных с территориально распределенных ПИП, накопление, обработку и передачу этих данных на верхние уровни;

• **третий уровень** - персональный компьютер (ПК) или сервер центра сбора и обработки данных со специализированным программным обеспечением АСКУЭ, осуществляющий сбор информации с УСПД (или группы УСПД), итоговую обработку этой информации как по точкам учета, так и по их группам - по

подразделениям и объектам предприятия, документирование и отображение данных учета в виде, удобном для анализа и принятия решений (управления) оперативным персоналом службы главного энергетика и руководством предприятия;

• **четвертый уровень** - сервер центра сбора и обработки данных со специализированным программным обеспечением АСКУЭ, осуществляющий сбор информации с ПК и/или группы серверов центров сбора и обработки данных третьего уровня, дополнительное агрегирование и структурирование информации по группам объектов учета, документирование и отображение данных учета в виде, удобном для анализа и принятия решений персоналом службы главного энергетика и руководством территориально распределенных средних и крупных предприятий или энергосистем, ведение договоров на поставку энергоресурсов и формирование платежных документов для расчетов за энергоресурсы;

Все уровни АСКУЭ связаны между собой каналами связи. Для связи уровней ПИП и УСПД или центров сбора данных, как правило, используется прямое соединение по стандартным интерфейсам (типа RS-485, ИРПС и т.п.). УСПД с центрами сбора данных 3-го уровня, центры сбора данных 3-го и 4-го уровней могут быть соединены по выделенным, коммутируемым каналам связи или по локальной сети.

2.10 Коммерческие и технические АСКУЭ

По назначению АСКУЭ предприятия подразделяют на системы коммерческого и технического учета. Коммерческим или расчетным учетом называют учет поставки/потребления энергии предприятием для денежного расчета за нее (соответственно приборы для коммерческого учета называют коммерческими, или расчетными). Техническим, или контрольным учетом называют учет для контроля процесса поставки/потребления энергии внутри предприятия по его подразделениям и объектам (соответственно используются приборы технического учета). С развитием рыночных отношений, реструктуризацией предприятий, хозяйственным обособлением отдельных подразделений предприятий и появлением коммерчески самостоятельных, но связанных общей схемой энергоснабжения производств - субабонентов функции технического и расчетного учета совмещаются в рамках

одной системы. Соответственно, АСКУЭ коммерческого и технического учета могут быть реализованы как отдельные системы или как единая система. Два вида учета, коммерческий и технический, имеют свою специфику. Коммерческий учет консервативен, имеет устоявшуюся схему энергоснабжения, для него характерно наличие небольшого количества точек учета, по которым требуется установка приборов повышенной точности, а сами средства учета нижнего и среднего уровня АСКУЭ должны выбираться из государственного реестра измерительных средств. Кроме того, системы коммерческого учета в обязательном порядке пломбируются, что ограничивает возможности внесения в них каких-либо оперативных изменений со стороны персонала предприятия. Технический учет, наоборот, динамичен и постоянно развивается, отражая меняющиеся требования производства; для него характерно большое количество точек учета с разными задачами контроля энергоресурсов, по которым можно устанавливать в целях экономии средств приборы пониженной точности. Технический контроль допускает использование приборов, не занесенных в госреестр измерительных средств, однако, при этом могут возникнуть проблемы с выяснением причин небаланса данных по потреблению энергоресурсов от систем коммерческого и технического учета. Отсутствие пломбирования приборов энергосбытовой организацией позволяет службе главного энергетика предприятия оперативно вносить изменения в схему технического контроля энергоресурсов, в уставки первичных измерительных приборов в соответствии с текущими изменениями в схеме энергоснабжения предприятия и спецификой решаемых производственных задач. Учитывая эту специфику коммерческого и технического учета можно оптимизировать стоимость создания АСКУЭ и ее эксплуатации.

2.11 Основные цели и задачи, определяемые при установке АСКУЭ

Можно выделить две цели, достигаемые с помощью контроля и учета поставки/потребления энергоресурсов, вне зависимости от используемых для этого технических средств:

1. Обеспечение расчетов за энергоресурсы в соответствии с реальным объемом их поставки/потребления.

2. Минимизация производственных и непроизводственных затрат на энергоресурсы.

Благодаря различным способам достижения цели минимизация затрат на энергоресурсы может быть реализована как без уменьшения объема потребления энергоресурсов, так и за счет уменьшения объема потребления энергоресурсов. Эти цели достигаются благодаря решению следующих задач учета энергоресурсов и контроля их параметров.

Задачи систем контроля и учета

- точное измерение параметров поставки/потребления энергоресурсов с целью обеспечения расчетов за энергоресурсы в соответствии с реальным объемом их поставки/потребления и минимизации непроизводственных затрат на энергоресурсы, в частности, за счет использования более точных измерительных приборов или повышения синхронности сбора первичных данных;

- диагностика полноты данных с целью обеспечения расчетов за энергоресурсы в соответствии с реальным объемом их поставки/потребления за счет повышения достоверности данных, используемых для финансовых расчетов с поставщиками энергоресурсов и субабонентами предприятия и принятия управленческих решений;

- комплексный автоматизированный коммерческий и технический учет энергоресурсов и контроль их параметров по предприятию, его инфра- (котельная и объекты жилкомбыта) и инфраструктурам (цеха, подразделения, субабоненты) по действующим тарифным системам с целью минимизации производственных и непроизводственных затрат на энергоресурсы;

- контроль энергопотребления по всем энергоносителям, точкам и объектам учета в заданных временных интервалах (5, 30 минут, зоны, смены, сутки, декады, месяцы, кварталы и годы) относительно заданных лимитов, режимных и технологических ограничений мощности, расхода, давления и температуры с целью минимизации затрат на энергоресурсы и обеспечения безопасности энергоснабжения;

- фиксация отклонений контролируемых параметров энергоресурсов, их оценка в абсолютных и относительных единицах для анализа как энергопотребления, так и производственных процессов с целью минимизации затрат на энергоресурсы и восстановление производственных процессов после их нарушения из-за выхода контролируемых параметров энергоресурсов за допустимые пределы;

- сигнализация (цветом, звуком) об отклонениях контролируемых величин от допустимого диапазона значений с целью минимизации производственных затрат на энергоресурсы за счет принятия оперативных решений;

- прогнозирование (кратко-, средне- и долгосрочное) значений величин энергоучета с целью минимизации производственных затрат на энергоресурсы за счет планирования энергопотребления;

- автоматическое управление энергопотреблением на основе заданных критериев и приоритетных схем включения/отключения потребителей - регуляторов с целью минимизации производственных затрат на энергоресурсы за счет экономии ручного труда и обеспечения качества управления;

- поддержание единого системного времени с целью минимизации непроизводственных затрат на энергоресурсы за счет обеспечения синхронных измерений. Большинство действующих АСКУЭ промышленных предприятий в силу своих структурных и функциональных ограничений решают только часть рассмотренных задач.

2.12 Выбор АСКУЭ для условий системы электроснабжения «Евраз Баглейкокс»

В данном дипломном проекте предлагается внедрении программно-технических средств учета и управления энергоиспользованием под общим названием **ИТЕК**, которые были разработаны совместно со специалистами НИИ автоматики и энергетики “Энергия” при Национальном техническом университете Украины “Киевский политехнический институт”. При проектировании устройств **ИТЕК** были использованы современные достижения микропроцессорной техники (были применены процессоры и специализированные микросхемы от компаний Intel, Texas Instruments, Zilog, Analog Devices и Atmel) и опыт предшествующих разработок (К544, ЦТ5000, ЦП5000 и др.).

Разнообразие функциональных, вычислительных и коммуникационных возможностей устройств **ИТЕК** позволяет предложить сбалансированное по затратам комплексное решение по учету и управлению использованием различных энергоресурсов (электрической и тепловой энергии, воды, пара, природного газа) адаптированное под территориальные и технологические особенности конкретного объекта. При этом 15-летний профессиональный опыт в этой области обеспечивают высокое качество работы и максимальное удовлетворение запросов клиента.

Все эти преимущества обосновывают целесообразность применения именно этой системы контроля и учета электроэнергии.

Предлагаемая структура автоматизированной система контроля и учета генерации, распределения и потребления электрической энергии (АСКУЭ) предназначена для организации коммерческого и технического учета электрической энергии на объекте данного дипломного проекта – ГПП «Евраз Баглейкокс».

Основные положения

Коммерческий учет электроэнергии ведется по оптовому (почасовому) тарифу, двухставочному тарифу или одноставочному тарифу, дифференцированному по зонам суток, в соответствии с договорными отношениями поставщика и покупателя электроэнергии. Возможна организация учета по другим вариантам тарифов.

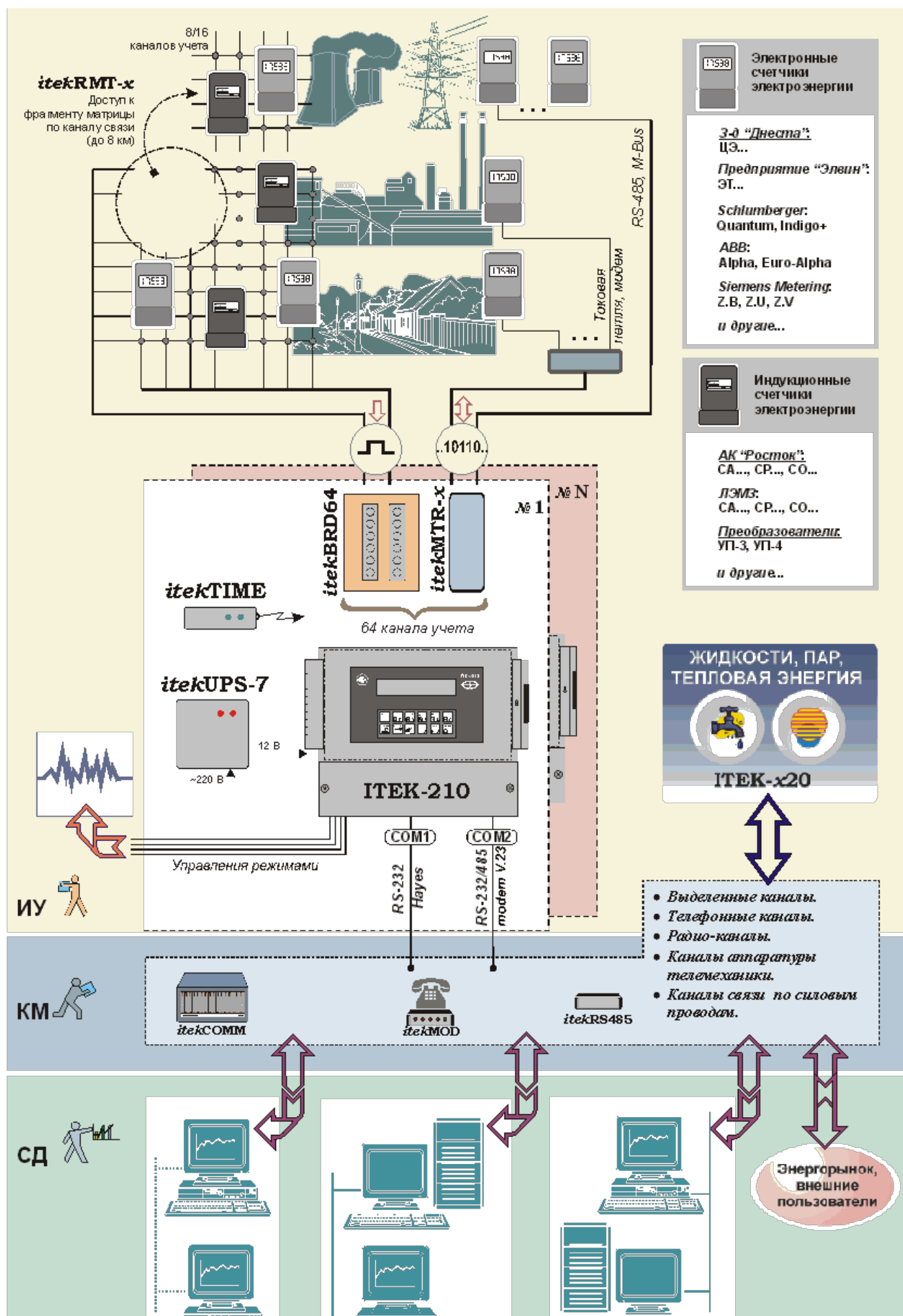


Рис. 2.7 Структура АСКУЭ ITEK

Принципы построения и функциональные характеристики АСКУЭ и ее элементов соответствуют действующим в Украине основным нормативным документам в области учета электроэнергии:

- Концепция построения автоматизированных систем учета электроэнергии в условиях энергорынка, утвержденная бюро научно-технического совета Минэнерго Украины (решение № 11 от 27.03.97) и Национальной комиссией по вопросам регулирования электроэнергетики (НКРЭ) Украины (решение № 290 от 17.04.97);
- Технические требования к системам коммерческого учета электроэнергии. ГКД 34.35-97 (ведомственный стандарт Минэнерго).
- Правила пользования электрической энергии (документ утвержден НКРЭ 31.07.96) и их официальные дополнения.
- Инструкция о порядке коммерческого учета электрической энергии (документ утвержден советом оптового рынка электроэнергии Украины 8.06.98).

Структура АСКУЭ

Общая структура АСКУЭ представлена на рис.2.7. Она состоит из трех подсистем:

- *подсистема измерения и учета (ИУ)* - территориально сосредоточена, в основном, на объектах учета;
- *коммуникационная подсистема (КМ)* - включает программно-технические средства обеспечивающие передачу информации от ИУ к СД по каналам связи различных типов;
- *подсистема сбора и обработки данных (СД)* – множество автоматизированных рабочих мест пользователей АСКУЭ и хранилищ данных.

Все подсистемы АСКУЭ используют стандартные аппаратные интерфейсы и протоколы передачи данных.

Подсистема измерений и учета (ИУ)

Подсистема строится на базе устройств учета и использует в качестве первичных измерительных преобразователей счетчики электрической энергии. ИУ формирует результаты измерений (первичные данные) и хранит их в необработанном виде.

2.14 Выбор счетчиков учета электрической энергии

В качестве счетчиков электроэнергии могут использоваться *любые* установленные на объекте или присутствующие на рынке Украины счетчики, если:

- они удовлетворяют требованиям органов Госстандарта (внесены в госреестр средств измерений Украины);
- имеют импульсный выход, пропорциональный количеству прошедшей через счетчик энергии. В противном случае их конструкция должна обеспечивать установку: а) имеющихся на рынке преобразователей оборотов диска в последовательность импульсов типа Е440, Е870, УП-3 или УП-4 - для индукционных счетчиков, б) для электронных счетчиков - модулей импульсного выхода от производителей этих же счетчиков.
- по своим метрологическим и эксплуатационным характеристикам они могут использоваться в качестве расчетных в заданных точках учета в соответствии с требованиями нормативных документов.

В данном дипломном проекте приняты к установке счетчики **АЛЬФА** компании **ABB** из-за их высокой точности и надежности в эксплуатации, а также больших возможностей в плане электрических измерений и регистрации.

Характеристика счетчиков Альфа компании ABB

Назначение. Многофункциональные трехфазные счетчики АЛЬФА (Плюс) предназначены для:

- Многотарифного учета активной и реактивной энергии в двух направлениях;
- Использования в автоматизированных системах контроля и учета электроэнергии;
- Использования в качестве приборов для контроля за параметрами электроэнергии.

Коммерческий учет и контроль качества электроэнергии

Вопросы качества электроэнергии приобретают все большее значение, поэтому хотелось бы подробнее остановиться на счетчике АЛЬФА и его функциональных возможностях, касающихся определения некоторых параметров качества электроэнергии.

Счетчики АЛЬФА измеряют, накапливают и отображают данные по энергии в многотарифном режиме. Измеряемыми величинами (в зависимости от типа счетчика) могут быть активная энергия (kWh), реактивная энергия (kVARh) и полная энергия (kVAh). Дополнительно может измеряться и отображаться на дисплее счетчика реактивная энергия в четырех квадрантах.

В счетчиках АЛЬФА применяется энергонезависимая память для хранения параметров

программы и измеренных данных. Счетчик может накапливать и хранить до 4-х каналов профиля нагрузки. Глубина хранения составляет при 4-х каналах и при длительности интервала профиля 30 минут – 70 дней.

Функциональные возможности счетчиков АЛФА

- Измерение активной и реактивной энергии и мощности в двух направлениях;
- Учет электроэнергии по 4 тарифным зонам (4 в сутках, 4 типа дней недели, 4 сезона, автоматический переход на летнее и зимнее время);
- Фиксация максимальной мощности нагрузки на расчетном интервале времени;
- Запись и хранение данных графика нагрузки в памяти счетчика (до 336 дней по 4 каналам 30 минутные интервалы);
- Передача результатов измерения по цифровым и импульсным каналам связи (ИРПС "токовая петля", RS-232, RS-485, импульсные реле);
- Измерение (вычисление) и отображение напряжения и тока пофазно, частоты сети, коэффициента мощности, фазных углов тока и напряжения.

3. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Расчет капитальных затрат

Экономическому обоснованию подлежит одно из направлений реконструкции системы электроснабжения – установка вакуумных выключателей типа ВР взамен устаревших масляных.

Целью предлагаемых технических решений является - замена старых масляных выключателей на более современные. Целесообразность реконструкции заключается в том, что при замене масляных выключателей на вакуумные, которые менее требовательны в обслуживании персоналом, большой срок эксплуатации, также территория ГРУ перейдет в менее опасный класс по пожароопасности.

Итак, можно сделать вывод, что новое электрооборудование является более компактным, надежным и простым в обслуживании, и имеют более длительный межремонтный период, и срок эксплуатации.

Таблица 3.1.

Капитальные инвестиции

| Наименование оборудования | Удельные капитальные затраты тыс. грн. | количество (шт.) | Капитальные затраты грн. |
|---|--|------------------|--------------------------|
| Выключатель вакуумный ВР2-6-31,5/630-У2 | 20 | 46 | 920000 |
| Выключатель вакуумный ВР3-10-31,5/3150-У3 | 27 | 2 | 54000 |
| Выключатель вакуумный ВР3-10-40/3150-У3 | 30 | 2 | 60000 |
| Итого: | | 50 | 1034000 |

Расчет капитальных затрат по формуле:

$$K_{\text{затрат}} = \sum C_{\text{и}} + Z_{\text{мнр}} + Z_{\text{тпр}};$$

где $\sum C_{\text{и}}$ - стоимость приобретения электрооборудования;

$Z_{\text{мнр}}$ - 46, 10, 15 тыс. грн стоимость монтажно-наладочных работ;

$Z_{\text{тпр}}$ - 50 тыс. грн стоимость транспортно подготовительных и складских работ; Капитальные затраты составят:

$$K_{\text{затрат}} = 1034000 + 71000 + 50000 = 1155000 \text{ грн.}$$

3.2. Экономическое обоснование эффективности замены выключателей

Реконструкция ГПП «Баглейкокс» предусматривает замену масляных выключателей на вакуумные.

Общая стоимость вакуумных выключателей $K_B = 1034000$ грн.; количество выключателей $N_B = 50$ шт.; срок службы новых выключателей - 50 лет. Стоимость масляных выключателей по нынешним ценам по данным ПАО "Баглейкокс" $K_{мв} = 10000$ грн. срок службы масляных выключателей исчерпан. И потому их остаточная стоимость $K_{ост} = 0$ грн.

По данным взятым с ПАО "Баглейкокс" стоимость среднего ремонта масляного выключателя $C_{ср} = 1500$ грн, капитального ремонта $C_{кап} = 4000$ грн, периодичность выполнения средних ремонтов $t_{сред} = 1$ год, капитальных ремонтов $t_{кап} = 4$ года. количество масляных выключателей 50.

Норма обслуживания вакуумных выключателей $H_{обс} = 1\%$, ремонта масляных $H_{рем} = 40\%$, обслуживание выключателей $H_{обс} = 5\%$.

Определяем текущие затраты на содержание и обслуживание вакуумных выключателей методом укрупненных расчетов.

Текущее обслуживание:

$$C_{обл} = 1034000 \cdot \frac{1}{100} = 10340 \text{ грн.}$$

Амортизационные отчисления:

$$C_A = \frac{1034000}{50} = 20680 \text{ грн.}$$

Годовые затраты:

$$C_{год}^B = C_{обл} + C_A = 10340 + 20680 = 31020 \text{ грн.}$$

Определяем текущие затраты на содержание и обслуживание масляных выключателей.

Затраты на текущий обслуживание:

$$C_{рем} = 10000 \cdot 50 \cdot \frac{40}{100} = 200000 \text{ грн.}$$

Затраты на средний и капитальный ремонт выключателей:

$$C_{рем}^{комп} = \left(\frac{1500}{1} + \frac{4000}{4} \right) \cdot 50 = 125000 \text{ грн.}$$

Амортизационные отчисления:

$$C_A = 10000 \cdot 50 \cdot \frac{5}{100} = 25000 \text{ грн.}$$

Общие годовые затраты при использовании масляных выключателей:

$$C_{\text{год}} = 200000 + 125000 + 25000 = 350000 \text{ грн.}$$

Определяем срок окупаемости средств по замене 50 масляных выключателей на вакуумные:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{виртрати}}}{C_{\text{ел}}^{\text{річ}} + C_{\text{пв}}^{\text{річ}}} = \frac{1155000}{31020 + 350000} = 3 \text{ года.}$$

Выводы: срок окупаемости капитальных затрат показывает, за сколько лет капитальные затраты окупятся за счет общей экономии от внедрения объекта проектирования.

Срок окупаемости $T_{\text{ок}} = 3 \text{ года}$ меньше 5 лет которые регламентирует Налоговый Кодекс Украины, в соответствии с принятыми расчетными решениями данный объект проектирования выгодно устанавливать в ГПП «Баглейкокс».

4. ОХРАНА ТРУДА

4.1 Анализ вредных производственных факторов проектируемого объекта

Проектируемый объект – система электроснабжения ПАО «Баглейкокс» 150/6 кВ. На подстанции установлены два трансформатора ТРДН мощностью 32 МВА каждый. На ОРУ-150 кВ установлены элегазовые высоковольтные выключатели, разрядники и трансформаторы напряжения.

Силовые трансформаторы расположены на открытой части подстанции. От них получают питание четыре секции КРУ, которые установлены в ЗРУ и укомплектованы ячейками типа КУ-10Ц. Там же расположены РУ-6 кВ, где установлены ТСН и две конденсаторные батареи.

Эксплуатируемая подстанция имеет следующие опасные производственные факторы. Прежде всего, это опасность поражения электрическим током, наличие маслонаполненных трансформаторов и выключателей напряжением 150 кВ и 6 кВ, которые представляют опасность выброса масла и его паров при коротком замыкании, что может привести к взрыву и возникновению пожара.

ПС 150/6 кВ, открытая ее часть и ЗРУ, по опасности поражения электрическим током относится к классу особо опасных помещений, так как ярко выражены два условия повышенной опасности:

- * наличие железобетонных токопроводящих полов;
- * возможность одновременного прикосновения к металлоконструкциям здания,

которые соединены с землей и с корпусами электрооборудования.

Помещение аккумуляторной является взрывоопасным. В период формовки и заряда батарей после их ремонта в атмосферу выделяется свободный водород, который при соединении с кислородом воздуха может образовывать взрывоопасную смесь. В помещении аккумуляторной выделяются также пары кислоты и свинца.

На ПС существует опасность поражения людей электрическим током при прикосновении к токоведущим частям, кроме того, опасность попадания под напряжение прикосновения и шага при замыканиях на землю или на корпус заземленного оборудования.

Помещения ПС по опасности поражения электрическим током относятся к следующим классам:

- ОРУ 150 кВ - приравнивается к особо опасным зонам (наличие токопроводящей земли и влажность более 75 % при осадках);

- ЗРУ 6-10 кВ, ОПУ, камеры трансформаторов - особо опасные помещения (токоведущие полы и возможность одновременного прикосновения к корпусу электрооборудования и к заземленной конструкции);
- аккумуляторная - особо опасное помещение (агрессивная среда);
- служебные помещения - помещения с повышенной опасностью (токопроводящие полы).

В процессе проведения работ на коксохимическом производстве возникают такие вредные факторы как шум и вибрация, выбросы ядовитых и отравляющих веществ. Шум негативно воздействует на слух и нервную систему человека. Вибрация вызывает изменения в нервной, костной и сосудистой системах человека, потерю остроты зрения, силы мышц, повышение кровяного давления и др. Выбросы газов могут вызвать отравление, тошноту, потерю сознания. В результате работы механизмов существует и такая опасность как производственный травматизм при выполнении работ, связанных с транспортировкой, ремонтов и перемещением электрооборудования, подъемом груза и др.

4.2 Инженерно-технические мероприятия по охране труда

Согласно ПУЭ сеть напряжением 6 кВ выполнена трех проводной с изолированной нейтралью. В такой сети замыкания одной фазы на землю не является аварийным режимом. Сеть с изолированной нейтралью может эксплуатироваться до двух часов (необходимых для обнаружения места повреждения и устранения замыкания) с замыканием фазы на землю и перерыв в электроснабжении только на время ремонта. Ток замыкания на землю получается во много раз меньше, чем ток межфазных КЗ. Это главное преимущество сети с изолированной нейтралью. В такой сети обычно нет необходимости в применении специальных быстродействующих защит от замыкания на землю, то есть не требуются дополнительные затраты на выполнение и эксплуатацию защиты. Для защиты персонала подстанции от поражения электрическим током предусматриваются следующие мероприятия по технике безопасности :

- для оборудования напряжением 6 кВ предусматривается заземление корпуса, заземляются корпуса трансформаторов, выключателей, расположенных в ЗРУ, заземление подключается к общему контуру заземления;

- Защита от случайного прикосновения.

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения или опасного приближения, предусмотрены расположение шин в высоковольтных ячейках КРУ без прямого доступа к ним, так же открытые участки секций шин и токоограничивающие реакторы расположены за сетчатым ограждением;

- Защита от перехода высокого напряжения на низшую сторону.

Повреждение изоляции в трансформаторе собственных нужд может привести к замыканию между обмотками разных напряжений. В этом случае на сеть низшего напряжения накладывается более высокое напряжение. Для защиты от перехода высокого напряжения на сеть низкого напряжения, нейтраль низкой стороны заземлена. На стороне 6 кВ используется трех проводная сеть с изолированной нейтралью, а на стороне 0,4 кВ используется четырех проводная с заземленной нейтралью.

- Применение блокировок, то есть специальных устройств, предотвращающих случайные действия. На дверцах шкафов с электроаппаратурой, на крышках ящиков с рубильниками используется блокировки, не позволяет открыть дверь или снять крышку под напряжением.

- Применение средств индивидуальной защиты - диэлектрических перчаток, бот и галош, ковриков а также предупредительных плакатов и надписей, респираторы и противогазы для защиты от выбросов.

4.3 Противопожарная профилактика

Углекислотные огнетушители (типа ОУ-1, 2, 3, 5, 8, 10, 20, 80) предназначены для тушения загораний различных веществ, горение которых не может происходить без доступа кислорода воздуха; в электроустановках, находящихся под напряжением до 1000В.

Порошковые огнетушители (типа ОП - 2, 3, 4, 10, 50) так же предназначены для тушения пожаров в электроустановках, напряжением до 1000В (пожар класса Е)

однако они не предназначены для тушения веществ и материалов, горение которых может происходить без доступа кислорода воздуха.

Асбестовое полотно, войлок (кошму) рекомендуется хранить в металлических футлярах с крышками, периодически (не реже 1 раза в три месяца) просушивать и очищать от пыли.

Бочки для хранения воды должны иметь объем не менее 200 литров и комплектоваться ведрами. Но следует помнить, что использование воды для тушения электроустановок и электрооборудования, находящихся под напряжением запрещается.

Ящики для песка должны иметь объем 0,5, 1,0 или 3,0 м и комплектоваться совковой лопатой. Конструкция ящика должна обеспечивать удобство извлечения песка и исключать попадание осадков.

4.4. Расчет заземления РП-2

Трансформаторная подстанция РП-2 ПАО «Баглейкокс» представляют собой закрытую распределительную подстанцию напряжением 6 кВ с комплектным распределительным устройством типа КУ-10Ц с вакуумными выключателями.

Режим работы нейтрали: в сетях 6 кВ – изолированная, в сетях 0,4 кВ – глухозаземленная.

Согласно исследованиям, грунты на подстанциях представлены различными суглинками с удельным сопротивлением колеблющемся в пределах 80...120 Ом•м при нормальной влажности земли.

Контур заземления подстанции без учета влияния индивидуальных заземлителей молниеотводов состоит из 18 вертикальных электродов из уголка 50х50х5 длиной по 3 м, расположенных по замкнутому контуру с расстоянием 4 м между ближайшими электродами (рис.4.1).

К заземляющему устройству присоединяются все металлические нетоковедущие части электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением вследствие повреждения изоляции.

Расчёт проводится по наихудшим условиям и удельное сопротивление грунта принимается 120 Ом•м.

Для III климатической зоны, длины вертикальных электродов до 3 м и нормальной влажности земли во время измерения её сопротивления коэффициент сезонности для вертикальных электродов принимается 1,3, для горизонтальных – соответственно 2.

- Сопротивление заглубленного вертикального заземлителя из угловой стали определяется по формуле:

$$R_{36} = \frac{\rho}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{0,95b} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right), \text{ Ом}, \quad (4.1)$$

$$R_{36} = \frac{156}{2\pi \cdot 3} \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,95 \cdot 0,05} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2 + 3}{4 \cdot 2 - 3} \right) = 43,33 \text{ Ом},$$

где $\rho = 120 \cdot 1,3 = 156 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ – удельное сопротивление грунта;

$l = 3 \text{ м}$ – длина электрода;
 $b = 0,05 \text{ м}$ – ширина электрода;
 $t = 2 \text{ м}$ – глубина заложения (от поверхности земли до середины электрода).

- Сопротивление заглубленного протяженного горизонтального заземлителя из полосовой стали определяется по формуле:

$$R_{32} = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bt}, \text{ Ом}, \quad (4.2)$$

$$R_{32} = \frac{240}{2\pi \cdot 72} \ln \frac{2 \cdot 72^2}{0,04 \cdot 0,5} = 6,98 \text{ Ом},$$

где $\rho = 120 \cdot 2 = 240 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ – удельное сопротивление грунта;

$l = 72 \text{ м}$ – длина протяженного заземлителя;
 $d = 0,04 \text{ м}$ – ширина полосы;
 $t = 0,5 \text{ м}$ – глубина заложения протяженного заземлителя.

- Суммарное сопротивление заземлителей:

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{36} R_{32}}{R_{36} + R_{32} n}, \text{ Ом}, \quad (4.3)$$

$$R_{\Sigma} = \frac{43,33 \cdot 6,98}{43,33 + 6,98 \cdot 18} = 3,25 \text{ Ом},$$

где $n = 18$ – количество вертикальных электродов;

$\eta_e = 0,32$ – коэффициент, учитывающий экранирование электродов соседними;

$\eta_s = 0,63$ – коэффициент использования электродов при расположении их по контуру.

С учетом дополнительных заземлителей молниеотводов, которые снижают общее сопротивление контура заземления, расчётное суммарное сопротивление контура заземления подстанции менее 4 Ом и соответствует требованиям ПУЭ, что регулярно подтверждается замерами.

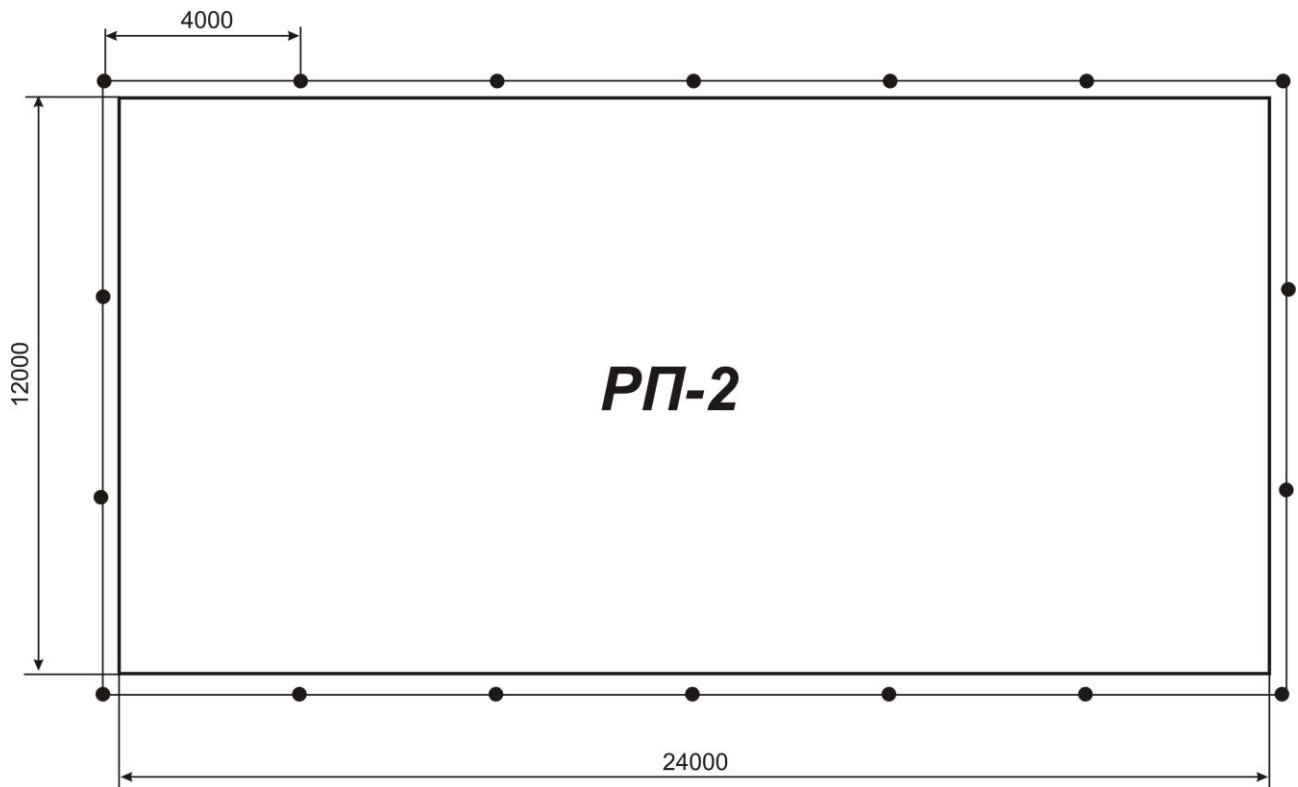


Рис. 4.1 План размещения электродов заземления подстанции РП-2

4.5 Действия персонала при чрезвычайных ситуациях

В чрезвычайных ситуациях необходимо:

- прекратить работу, отключить от сети электрооборудование;
- при возгорании использовать углекислотный или порошковый огнетушители, о пожаре сообщить в пожарную охрану;
- принять меры по эвакуации людей и оказанию первой медицинской помощи потерпевшим;
- доложить непосредственно руководителю о случившейся ситуации;
- принять меры к сохранению обстановки на рабочем месте в том виде, в котором она была на момент происшествия, если это не угрожает жизни и здоровью работников и не приведет к более тяжелым последствиям.

- оповестить о пожаре, находящихся людей в помещении;
- принять по возможности меры по эвакуации людей, тушению пожара при помощи первичных средств пожаротушения (к первичным средствам пожаротушения в КГУ относятся огнетушители, асбестовое полотно, войлок (кошма), бочки с водой и ящики с песком) и по обеспечению сохранности материальных ценностей;
- в случае невозможности локализовать очаг пожара покинуть помещение и здание.

ВЫВОДЫ

В качестве объекта в дипломном проекте является система электроснабжения ПАО «Евраз Баглейкокс».

В дипломном проекте поставлена и решена задача выбора коммутационных аппаратов высокого напряжения при реконструкции двухтрансформаторной подстанции и замене блоков «короткозамыкатель - отделитель», а также внедрении современной АСКУЭ для учета электроэнергии.

Суть предлагаемого технического решения – после расчетов электрических нагрузок, выбора мощности силовых трансформаторов обоснование установки вакуумных и элегазовых выключателей, выбор счетчиков.

Учитывая низкую надежность коммутационных блоков «короткозамыкатель - отделитель» на стороне 150 кВ при существующей схеме ГПП «Евраз Баглейкокс», особенно при сложных погодных условиях и обледенении электрических аппаратов в зимний период, необходима реконструкция подстанции и установка выключателей на вводах ВН силовых трансформаторов. Для этого был проведен расчет электрических нагрузок подстанции, определены токи КЗ и тепловой импульс в характерных точках схемы и выбраны современные выключатели компании АВВ. Кроме того на стороне НН применены новые ячейки КРУ типа КУ-10Ц с вакуумными выключателями ВР2 и ВР3 производства РЗВА.

В разделе «Экономика» приведен технико-экономический расчет целесообразности установки выключателей ЛТВ.

В разделе «Охрана труда» обоснованы мероприятия по технике безопасности при работе на подстанции и произведен расчет заземления ОРУ 150 кВ.

Предложенные в данном дипломном проекте решения приведут к повышению надежности функционирования схемы ГПП «Евраз Баглейкокс», повышению ремонтпригодности электрического оборудования, снижению ущербов от перерывов в электроснабжении основных потребителей.

ПЕРЕЧЕНЬ ССЫЛОК

1. Правила устройства электроустановок. Москва, Энергоатомиздат, 1986.
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: М.: Энергоатомиздат, 1987.-648с.
3. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Под общей редакцией А.А. Федорова. М., Энергоатомиздат, 1987.
4. А.А. Федоров, Л.Е. Старкова. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий. М., Энергоатомиздат, 1987. – 368 с
5. Князевский Б.А. Охрана труда в электроустановках. - М.: Энергоатомиздат, 1983. - 243 с.
6. Методические указания к выполнению расчетной части раздела «Охрана труда» в дипломных проектах для студентов института электроэнергетики Часть 1 / Составители: В.И. Голинько, В.Ю. Фрундин, Я.Я. Лебедев, В.Е. Колесник – Днепропетровск: Национальный горный университет. – 2004. -32с.
7. Шереметьева И.В. Методические указания по составлению экономической части дипломного проекта. - Днепропетровск, НГАУ, 2001. - 48с.
8. Розрахунки електричних мереж систем електропостачання: Навч. посібник/ Г.Г Півняк, Н. С. Волотковська, Г. А. Кігель, А. В.Коротун; За ред. Г. Г. Півняка.- К.:ІЗМН,1998.-136 с.
9. Стандарт вищого навчального закладу. Кваліфікаційні роботи випускників. Загальні вимоги до дипломних проектів та дипломних робіт. (Упоряд.: В.О.Салов, О.М.Кузьменко, В.І.Прокопенко. – Дніпропетровськ: Національна гірнича академія України, 2002. – 52 с.
10. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1979. – 408 с., ил.
11. Кнорринг Г.М. Светотехнические расчеты в установках искусственного освещения. М.: Энергия, 1973.
12. Электромонтажные работы: нормы, расценки, правила. Справочник. А.А. Присяжнюк, А.Ф. Гринис. -2-е изд. перераб и доп. –К. –Будивельник, 1985.- 464 с.
13. Крючков И. П. и др. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования.

Учебное пособие для электроэнергетических специальностей вузов/ Крючков И. П., Кувшинский Н. Н., Неклепаев Б. Н.; Под ред. Б. Н.Неклепаева – 3-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергия, 1978.-456 с.

14. Дорошев К.И. Комплектные распределительные устройства 6-35 кВ.- М.: Энергоиздат, 1982.-376с.

15. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М.: Высшая школа, 1991. – 496с.

16. Півняк Г.Г., Білий М.М., Бажин Г.М. Електропостачання гірничих підприємств: Довідковий посібник. – Д.: Національний гірничий університет, 2008.

– 550 с.